



Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz

# Kostenrechnungsschema Gestehungskosten

Branchensystematik für die Kostenermittlung der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung

KRSG – CH 2019

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  
CH-5000 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	IBAarau	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

#### **Autoren der Revisionen 2019**

Vorname Name	Firma	Funktion
Mauro Braghetta	AET	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Christine Döbeli	ewz	Präsidentin der KoKuF
Marco Heer	CKW	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Lilian Heimgartner	IBB	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Patrik Kornmayer	Axpo	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Marion Marty	SIL	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Stephan Trösch	Energie Thun	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Ruedi Wermelinger	BKW	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Marc Wüst	IB Wohlen	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Willy Zeller	Groupe E	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Raphael Zwahlen	VSE	Fachsekretär Kommission Kosten und Finanzen

#### **Beratung und Unterstützung**

Markus Flatt, EVU Partners AG

#### **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
Juni – Juli 2019	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
August – September 2019	Vernehmlassung bei VSE-Branchenmitgliedern, Interessengruppierungen und Kommissionen
23. Oktober 2019	Genehmigung Version 2019 durch VSE-Vorstand

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

Der VSE verabschiedete das aktuelle Dokument am 23. Oktober 2019.

---

**Druckschrift** Nr. 1016 /d, Ausgabe 2019

### 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.....	8
1.1 Rechtliche Grundlagen.....	8
1.1.1 Stromversorgungsgesetz und -verordnung .....	8
1.1.2 Energiegesetz (EnG) und Energieförderverordnung (EnFV) .....	9
1.2 Praxis der EICom & Rechtsprechung .....	10
1.2.1 Weisungen der EICom .....	10
1.2.2 Anwendung der Durchschnittspreismethode (Art. 6 Abs. 5 StromVG) .....	11
1.2.3 Anwendung des Rechts zur Grundversorgungspriorisierung (Art. 31 EnG / 6 Abs. 5 <sup>bis</sup> StromVG) .....	12
1.3 Anwendungsbereich.....	13
1.3.1 Akteure und Definitionen .....	13
1.3.2 Auslandsgeschäfte .....	15
1.3.3 Langfristige Bezugsverträge .....	15
1.3.4 Handel.....	16
1.3.5 Back-to-Back-Verträge .....	17
1.3.6 Energiequalitäten .....	18
1.3.7 Belieferung von Energieversorgungsunternehmen .....	18
2. Wertschöpfungsstufen Energie .....	19
2.1 Produktion .....	20
2.2 Einkauf .....	20
2.3 Vertrieb.....	21
2.4 Schnittstellen der Wertschöpfungsstufen.....	21
3. Grundsätze der Kostenermittlung .....	22
3.1 Allgemeines.....	22
3.2 Kostenschema Gestehungskosten .....	23
3.3 Gestehungskosten der einzelnen Wertschöpfungsstufen .....	25
3.3.1 Gestehungskosten Produktion.....	25
3.3.2 Gestehungskosten Einkauf.....	30
3.3.3 Gestehungskosten Vertrieb .....	31
4. Kostenträgerstruktur.....	34

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Kostenzuteilung gemäss Durchschnittspreismethode (vereinfacht)	11
Abbildung 2	Kostenzuteilung gemäss Recht zur Grundversorgungspriorisierung der Gestehungskosten (vereinfacht).	13
Abbildung 3	Wertschöpfungsstufen Energie	19
Abbildung 4	Empfohlene Kostenträgerstruktur Energie Grundversorgung	34

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Kostenschema Gestehungskosten (Übersicht)	24
-----------	---	----



## 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.

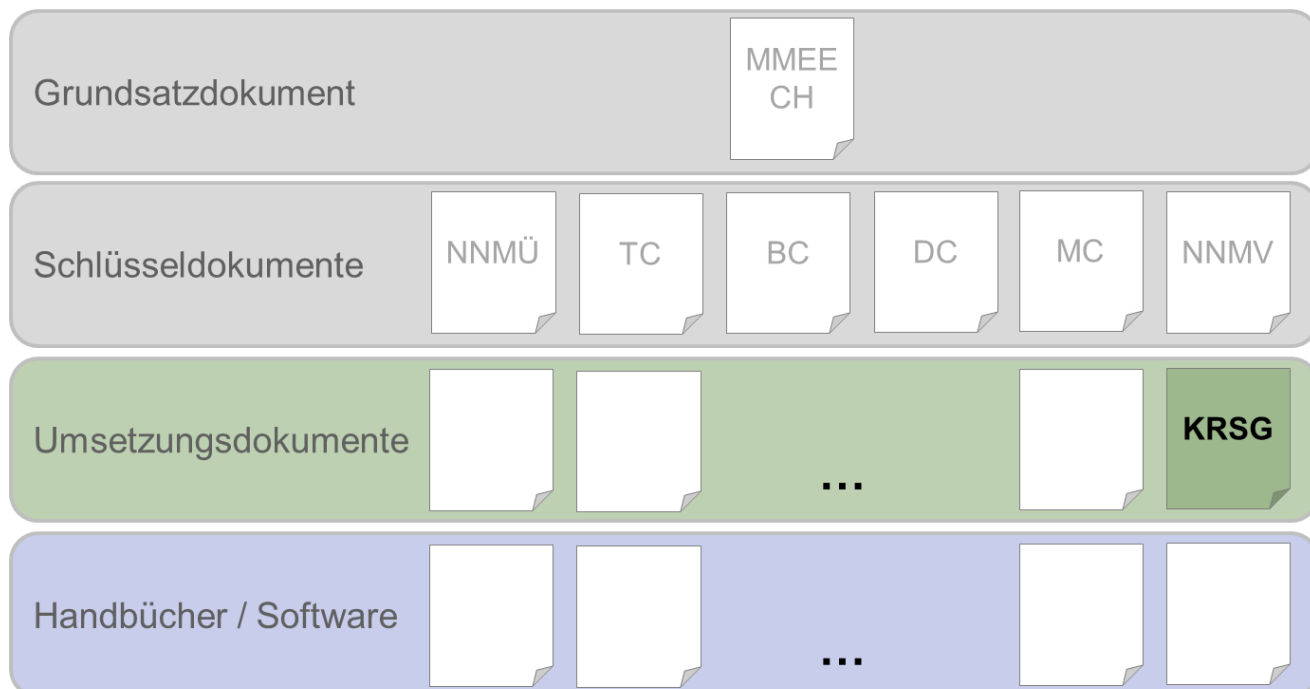
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

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 Energiegesetz (vom 30. September 2016, SR 730.0, EnG).

Die vorliegende Ausgabe der Branchenempfehlung stützt sich auf das geltende Recht mit Stand 1. Juni 2019. Sie berücksichtigt das Bundesgerichtsurteil vom 20. Juli 2016 2C\_681/2015, 2C\_682/2015, welches u. a. eine Beurteilung zur ECom-Auslegung von Art. 6 Abs. 5 StromVG («Durchschnittspreismethode») beinhaltet. Zudem berücksichtigt sie die Bestimmungen der Energiestrategie 2050 – insbesondere Art. 31 EnG – sowie die Strategie Stromnetze – Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG –, welche es erlauben, Elektrizität aus Grosswasserkraftwerken bzw. generell aus erneuerbarer Stromproduktion aus dem Inland von der Durchschnittspreismethode auszunehmen und direkt der Grundversorgung zuzurechnen (sog. «Grundversorgungspriorisierung»).





## 1. Grundlagen

### 1.1 Rechtliche Grundlagen

- (1) Nachfolgend werden die wichtigsten rechtlichen Grundlagen zusammengefasst (nicht vollständig).

#### 1.1.1 Stromversorgungsgesetz und -verordnung<sup>1</sup>

- (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 aufgeschlüsselt 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. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG** gibt den Verteilnetzbetreibern, die feste Endverbraucher mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien beliefern, ab dem Tarifjahr 2019 und bis zum Auslaufen der Marktprämie nach Art. 31 EnG das Recht, die Gestehungskosten dieser Elektrizität, sofern im Inland produziert, prioritär in die Grundversorgung und damit in die Tarife für feste Endverbraucher einzurechnen. Mit diesem Artikel entsteht für die Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgung ein temporäres, jährliches Wahlrecht zur Art der Kostenanrechnung in der Grundversorgung.
- (3) **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.
- (4) **Art. 4 StromVV** präzisiert die Angemessenheit der Tarife im Sinne von Art. 6 Abs. 1 und die Gestehungskosten im Sinne von Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG. 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. In den Abs. 2 bis 5 wird das Recht zur Anrechnung der Gestehungskosten von erneuerbarem Strom aus inländischer Produktion in der Grundversorgung präzisiert. Diese Bestimmungen sind für diejenigen Verteilnetzbetreiber von Relevanz, welche sich für dieses temporäre Recht entscheiden. Dabei wird festgehalten, dass die Gestehungskosten einer effizienten Produktion nicht überschritten und allfällige Unterstützungen (z.B. Einmalvergütungen oder Investitionsbeiträge) abzuziehen sind (Abs. 2). Für Beschaffungen von kleineren, erneuerbaren Produktionsanlagen (bis 3 MW Leistung oder bis 5'000 MWh Jahresproduktion) wird dabei vereinfachend die Anrechnung der Beschaffungskosten bis

---

<sup>1</sup> Stand vom 1. Juni 2019.





zu einer Höchstgrenze der KEV-Vergütungssätze ab 2013 gemäss den Anhängen 1.1-1.5 der Energieförderungsverordnung (Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, SR 730.03, EnFV). Die anrechenbaren Beschaffungskosten werden damit gegen oben gedeckelt. Dies ist insbesondere für die Anrechnung von Rücklieferenergie von Relevanz. Dabei wird weiter festgehalten, dass mit der prioritären Anrechnung vom Gestehungskosten in der Grundversorgung gemäss Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG auch die entsprechenden Herkunftsnachweise für die Grundversorgung angerechnet werden müssen (Abs. 4). Ausgeschlossen von diesem Recht werden demgegenüber KEV- und MKF-Anlagen (Abs. 5).

- (5) **Art. 4a StromVV** definiert, dass Verteilnetzbetreiber bei Anwendung des Rechts auf prioritäre Anrechnung der Gestehungskosten im Sinne von Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG, Unterstützungen auch bei Beschaffungen von Drittanlagen berücksichtigen und von den Kosten in Abzug bringen müssen. So müssen beispielsweise bei Beschaffungen von PV-Anlagen Dritter die anrechenbaren Beschaffungskosten an der Höchstgrenze von 80% der KEV-Ansätze gemessen und bei Bedarf auf diese Höhe gekürzt werden. Bei eigenen Anlagen sowie bei grösseren Kraftwerken müssen Einmalvergütungen oder Investitionsbeiträge sowie weitere kantonale oder kommunale Förderbeiträge differenziert bestimmt und von den Gestehungskosten in Abzug gebracht werden.
- (6) **Art. 4b StromVV** verpflichtet die Verteilnetzbetreiber zur Begründung von Erhöhungen und Senkungen der Elektrizitätstarife gegenüber den Endverbrauchern mit Grundversorgung sowie im Falle von Erhöhungen auch gegenüber der EICom.
- (7) **Art. 4c StromVV** definiert für diejenigen Verteilnetzbetreiber, welchem vom Recht auf Priorisierung der Gestehungskosten in der Grundversorgung gemäss Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG Gebrauch machen, entsprechende, zusätzliche Nachweis- und Meldepflichten. Die Verteilnetzbetreiber müssen der EICom auf Verlangen nachweisen, dass höchstens die Gestehungskosten gemäss den oben zitierten Bestimmungen zur Anrechnung gelangt sind (Abs. 1). Bei Beschaffungen von Drittanlagen müssen die betroffenen Verteilnetzbetreiber der EICom je Erzeugungstechnologie die Liefermenge und durchschnittlich angerechneten Kosten melden. Bei Grosswasserkraftanlagen (>10 MW) besteht die Meldepflicht pro Kraftwerk einzeln.
- (8) **Art. 19 StromVV** sieht vor, dass die EICom 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 EICom mit den betroffenen Kreisen zusammenzuarbeiten, die nicht beeinflussbaren Unterschiede sowie den Amortisierungsgrad zu berücksichtigen und internationale Vergleichswerte in die Überprüfung miteinzubeziehen.

### 1.1.2 Energiegesetz (EnG) und Energieförderverordnung (EnFV)<sup>2</sup>

- (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.

---

<sup>2</sup> Stand vom 1. Januar 2018.



## 1.2 Praxis der EICom & Rechtsprechung

### 1.2.1 Weisungen der EICom

- (1) **Weisung 2/2018** zu «Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung» der EICom enthält die Grundsätze für die Kostenermittlung der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung. Gemäss dieser Weisung gehören zu den anrechenbaren Gestehungskosten die Betriebs- und Kapitalkosten einer leistungsfähigen und effizienten Produktion sowie die im Zusammenhang mit der Produktion anfallenden Abgaben an Gemeinwesen (z.B. Wasserzinsen).

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. 1.3 nachstehend entsprechende Begriffs- und Inhaltsdefinitionen enthalten.

In der vorliegenden Branchenempfehlung wird daher 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
- (2) **Weisung 3/2019**<sup>3</sup> zum «WACC Produktion» der EICom legt mit Verweis auf den jährlich vom UVEK festgelegten WACC für die Förderung der Grosswasserkraft auch den WACC für die Gestehungskosten gemäss Art. 4 StromVV fest. Der «WACC Produktion» wird jährlich vom UVEK überprüft, bei Bedarf angepasst und von der EICom mit einer neuen Weisung publiziert.

Inwiefern für die Festlegung dieses «WACC Produktion» durch die EICom eine genügende Rechtsgrundlage mit dem heutigen Art. 6 StromVG und Art. 4 StromVV besteht, ist aus Sicht des VSE fraglich. Insbesondere ist dessen rückwirkende Anwendung umstritten.

- (3) **Weisung 5/2018** zur 75-Franken-Regel der EICom definiert die ab dem Tarifjahr 2020 geltenden Schwellenwerte für die Beurteilung der Angemessenheit der Kosten und des Gewinns im Energievertrieb in der Grundversorgung. Dabei werden Verwaltungs- und Vertriebskosten (inkl. übrige Kosten) sowie der Gewinn des Energievertriebs in der Grundversorgung, welche zusammen CHF 75 pro

<sup>3</sup> Aktuelle Weisung bei Verabschiedung des vorliegenden Branchendokuments; gültig ist die jeweils aktuelle Weisung der EICom.



Rechnungsempfänger nicht übersteigen, als unauffällig beurteilt und von der EICom nicht vertieft überprüft. Liegen Kosten und Gewinn über diesem Schwellenwert, so muss der Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag seinen Gewinn des Energievertriebs in der Grundversorgung anteilig reduzieren. Liegen alleine die Kosten über CHF 75, so reduziert sich der Gewinnanteil auf die anteilige Verzinsung des Nettoumlaufvermögens und die EICom prüft die Kosten vertieft. Kosten des Energievertriebs werden dabei maximal bis zu CHF 120 pro Rechnungsempfänger in der Grundversorgung anerkannt.

Bis und mit Tarifjahr 2019 werden die Schwellenwerte von CHF 95 bzw. CHF 150 pro Rechnungsempfänger angewendet.

- (4) **Weisung 2/2019** zu «Deckungsdifferenzen Netz und Energie aus den Vorjahren» ist neben der Netznutzung auch für die Grundversorgung mit Strom anzuwenden. Dabei werden Deckungsdifferenzen aufgrund Über- oder Unterdeckungen gegenüber der EICom im Rahmen der Nachkalkulation der Grundversorgung nachgewiesen und der fortzuschreibende Saldo mit dem WACC zu verzinsen. Dabei wendet die EICom nicht den «WACC Produktion», sondern den «WACC Stromnetz» an.

Die Anwendung und der Umgang mit einer 5-jährigen Verjährungsfrist ist in Bezug auf die Deckungsdifferenzen bis heute rechtlich nicht abschliessend geklärt.

### 1.2.2 Anwendung der Durchschnittspreismethode (Art. 6 Abs. 5 StromVG)

- (1) Gemäss der sogenannten Durchschnittspreismethode der EICom 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 (vgl. Abbildung 1). Die Durchschnittspreismethode basiert auf der Rechtsauslegung von Art. 6 Abs. 5 StromVG durch die EICom.

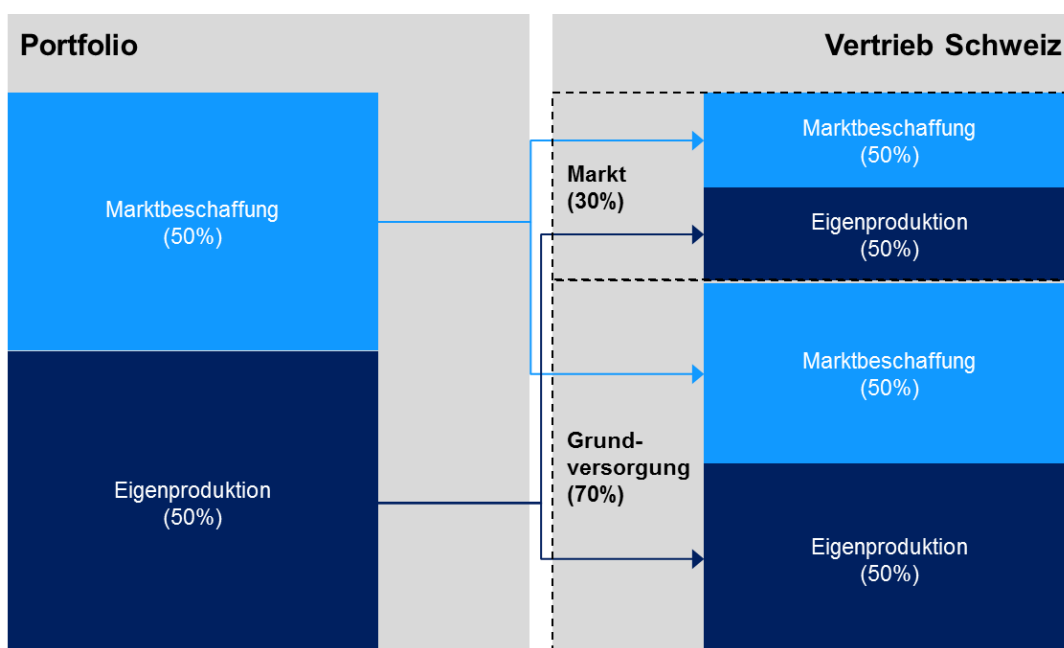


Abbildung 1 Kostenzuteilung gemäss Durchschnittspreismethode (vereinfacht)



- (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). 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.
- (3) Die Durchschnittspreismethode beschränkt sich auf eine rein rechnerische Herleitung der anrechenbaren Gestehungskosten für die Grundversorgung auf Jahresbasis. Diese Methodik ignoriert dabei die energiewirtschaftliche Realität in Bezug auf Zeitgleichheit von Produktion und Verbrauch. Die energiewirtschaftliche Optimierung in Bezug auf den Kraftwerkseinsatz oder in Bezug auf die Beschaffungsstrategie ist von dieser Regelung zur Kostenanrechnung nicht betroffen bzw. davon zu differenzieren. Aus Sicht des VSE sind jedoch Zusatzkosten, welche sich aus der energiewirtschaftlich notwendigen Optimierung ergeben (z.B. Verkauf von Überschussmengen im Sommer und Kauf von Fehlmengen zu höheren Preisen im Winter) als Teil der Gestehungskosten anrechenbar.

### **1.2.3 Anwendung des Rechts zur Grundversorgungspriorisierung (Art. 31 EnG / 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG)**

- (1) Mit Artikel 31 Abs. 3 EnG (Grosswasserkraft) sowie Artikel 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG (inländische, erneuerbare Produktion) besteht für Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgung temporär (2018 bzw. 2019 bis 2022) die Möglichkeit, Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Erzeugungskapazitäten im Inland prioritär der Grundversorgung zuzuweisen. Im Umfang dieser prioritären Zuweisung von Gestehungskosten kommt die Durchschnittspreis-Methode nicht zur Anwendung.
- (2) Während das Recht gemäss Art. 31 EnG nur für marktprämienberechtigte Betreiber von Grosswasserkraftanlagen gilt (ab 2018), steht mit der Einführung von Art 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG dieses Recht (ab 2019) nun allen Verteilnetzbetreibern mit Grundversorgung, welche ihre Endverbraucher mit erneuerbarer Energie aus dem Inland beliefern, zur Anwendung offen.
- (3) Die Priorisierung der Gestehungskosten aus inländischen, erneuerbaren Produktionsanlagen erfolgt rein bilanziell auf Jahresbasis (siehe dazu analog Kap. 1.2.2, Ziff. (4) oben). So wird die Grundversorgung gemäss den effektiv abgesetzten Strommengen mit entsprechenden Gestehungskosten «aufgefüllt». Besteht eine abzudeckende Restmenge, so ist diese gemäss der Durchschnittspreismethode mit den übrigen Beschaffungen und allfälligen nicht erneuerbaren Produktionsmengen anrechenbar (vgl. Abbildung 2). Bestehen höhere Produktions- und Beschaffungsmengen aus inländischem, erneuerbarem Strom, als in der Grundversorgung abgesetzt werden kann, so ist der Durchschnitt dieser Gestehungskosten anrechenbar. Im Fall von marktprämienberechtigten Grosswasserkraftanlagen können diese gemäss dem Grundversorgungsabzug von Art. 31 EnG kraftwerksscharf in der Grundversorgung zur Anrechnung gelangen.
- (4) Das Recht zur Priorisierung der Gestehungskosten in der Grundversorgung begrenzt sich explizit nicht nur auf die Eigenproduktion, sondern auch auf Beschaffungen von erneuerbarem Strom aus inländischen Produktionsanlagen von Dritten. Darunter fallen insbesondere auch Rücklieferungen von erneuerbaren, dezentralen Produktionsanlagen im Sinne von Art. 15 EnG und Art. 11 EnV.



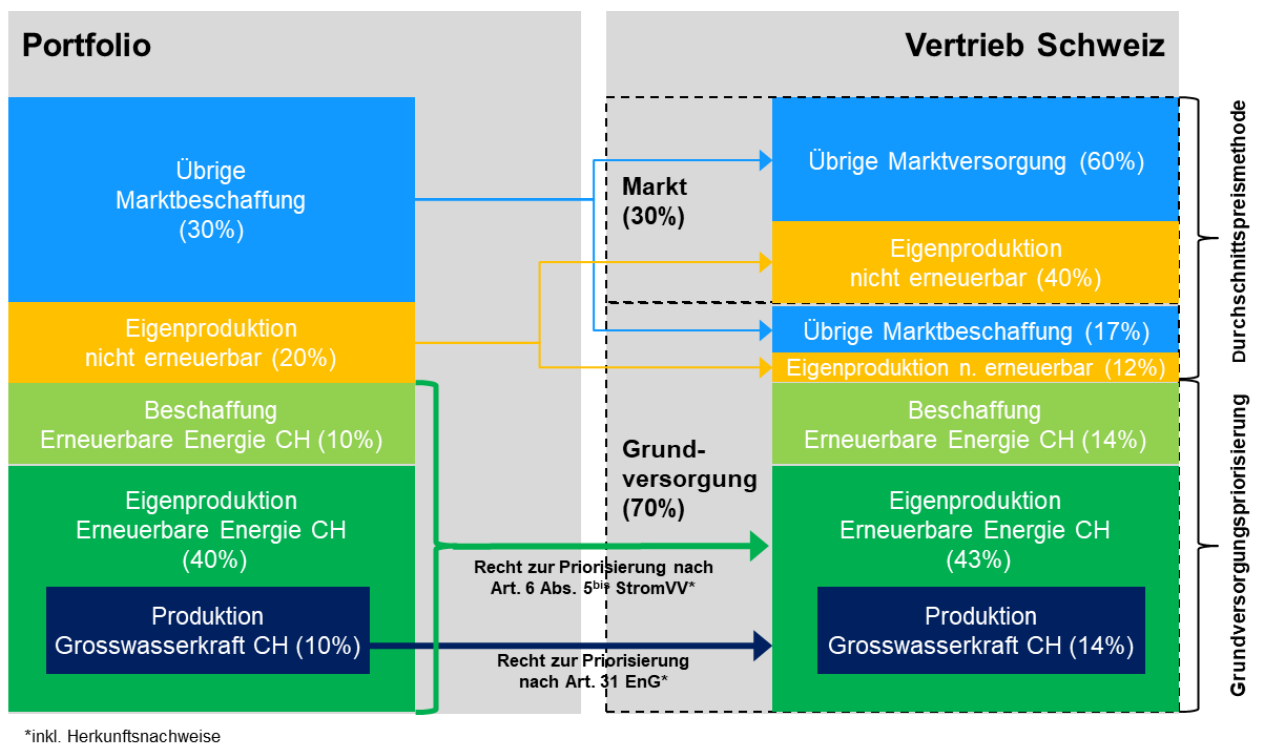


Abbildung 2 Kostenzuteilung gemäss Recht zur Grundversorgungspriorisierung der Gestehungskosten (vereinfacht).

### 1.3 Anwendungsbereich

#### 1.3.1 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.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> «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).



- (5) **Produzenten** unterliegen der Gestehungskostenregelung von Art. 6 StromVG grundsätzlich nicht. Sie gilt für einen Produzenten bzw. dessen Eigentümer nur in zwei Fällen:
- Das Kraftwerk oder die Kraftwerksgesellschaft ist im direkten Eigentum oder unter der Kontrolle eines Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgungsauftrag.
  - Das Kraftwerk ist als Partnerwerk ausgestaltet und mindestens ein Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag ist daran beteiligt. In diesem Fall ist/sind dieser/diese Verteilnetzbetreiber als (Mit-)Eigentümer gemäss Ziffer 5 der ECom-Weisung 2/2018 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 nicht anzuwenden.

In sämtlichen übrigen Fällen von unabhängigen Produzenten ohne Grundversorgungsauftrag ist die vorliegende Branchenempfehlung bzw. die Gestehungskostenregelung von Art. 6 StromVG nicht anzuwenden.

- (6) **Eigene Anlagen im Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung** (Art. 19ff. EnG), d.h. Kraftwerke bzw. Produktionsgesellschaften des Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgungsauftrag, fallen in den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG. 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.
- (8) **Eigene Anlagen ohne Förderung, mit Marktprämie** (Art. 31 EnG) oder **mit Investitionsbeitrag oder der Einmalvergütung** (Art. 24ff. EnG) fallen in den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG.
- (9) **Rücklieferer:** Kosten gemäss Art. 15 EnG für die Abnahme von Energie von dezentralen Produktionsanlagen Dritter ausserhalb des Einspeisevergütungssystems können anteilig (Fall Durchschnittspreismethode) oder prioritär (Fall Grundversorgungspriorisierung) als Gestehungskosten für die Grundversorgung angerechnet werden. Unter diese Produktionsanlagen fallen auch Anlagen Dritter, welche einen Investitionsbeitrag erhalten.

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 Gestehungskosten 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 Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen richtet, nicht gesetzeskonform.<sup>5</sup>

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

Mit dem Recht zur Grundversorgungspriorisierung nach Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG besteht für Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgung temporär die Möglichkeit, die Rücklieferenergie inklusive Herkunftsnachweise zu Gestehungskosten zu vergüten und diese Kosten bis zu den Grenzen der KEV-Vergütungssätze gemäss Art. 4 Abs. 3 StromVV abzüglich 20% für Einmalvergütungen gemäss Art. 4a Abs. 1 lit. a Ziff. 3 StromVV vollständig in der Grundversorgung anzurechnen. Aus Sicht des VSE gilt diese Möglichkeit auch bei Anwendung der Durchschnittspreismethode.

- (10) **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. 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 nicht anwendbar, da die Verteilnetzbetreiber keine Endverbraucher darstellen und deshalb selber keinen Anspruch auf Grundversorgung haben.

- (11) **Unabhängige Energielieferanten** ohne Grundversorgungsauftrag und reine Stromhändler unterstehen den Regelungen von Art. 6 StromVG nicht.

### 1.3.2 Auslandsgeschäfte

- (1) Beteiligungen an Kraftwerksgesellschaften im Ausland, entsprechende Bezugsverträge (vgl. Kap. 2.1 unten) oder Tätigkeiten im Ausland sind von der Gestehungskostenregelung gemäss Art. 6 StromVG 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 Gestehungskosten keine Berücksichtigung, da sie nicht im Zusammenhang mit der Belieferung von Endverbrauchern in der Schweiz stehen und einem anderen Geschäftszweck dienen.
- (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.

### 1.3.3 Langfristige Bezugsverträge

- (1) Als «langfristige Bezugsverträge» im Sinne von Art. 4 Abs. 1 StromVV und der Ziffer 6 der Weisung 2/2018 der EICom werden nach der Interpretation des VSE alle Energieverträge zur physischen

---

<sup>5</sup>Dr. 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.





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.

#### 1.3.4 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 (vgl. Kap. 1.2.2 Ziff. (4) oben).
  - Handelsgeschäfte mit Lieferort im Ausland, analog zur Produktion (vgl. Kap.1.3.2 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 aus Sicht des VSE 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. 1.3.7 unten).
  - Der undifferenzierte 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. Das Bundesgericht weist im Urteil 2C\_681/2015, 2C\_682/2015 vom 20. Juli 2016 (Ziff. 5.2.4) dabei explizit darauf hin, dass der Preisvorteil, welcher die Anwendung der Durchschnittspreismethode begründet, sich ausschliesslich auf die freie Beschaffungsmöglichkeit des Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgungsauftrag bezieht.
- (5) Relevant für die Kosten der Energielieferung in der Grundversorgung sind somit aus Sicht des VSE 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. 1.3.5 unten). Diese Handelsgeschäfte können auch Absicherungsgeschäfte umfassen. Diese Handelstätigkeiten werden in der Wertschöpfungsstufe Einkauf abgebildet (vgl. Kap. 2.2 unten).
  - (6) Die ECom vertritt in den noch nicht abgeschlossenen Verfahren die Haltung, dass das gesamte Energieportfolio, welches ebenfalls die Beschaffung für Weiterverteiler (vgl. Kap. 1.3.7 unten), Back-to-Back-Verträge (siehe Kap. 1.3.5 unten) sowie die übrigen Handelsaktivitäten beinhaltet, undifferenziert vom Anwendungsbereich der Durchschnittspreismethode erfasst wird. Diese Praxis hat das Bundesverwaltungsgericht in den Entscheiden im Fall Repower (BVGer-Urteil A 1344/2015 vom 28. Juni 2018, Ziff. 10.5) und im Fall Energie Wasser Bern (BVGer-Urteil A-321/2017 vom 20. Februar 2019, Ziff. 18/19) gestützt. Die abschliessende Rechtsprechung des Bundesgerichts in diesen Fällen ist hängig.

### 1.3.5 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.
- (3) Auch soll aus Sicht des VSE eine Back-to-Back-Beschaffung für Grosskunden von der Beschaffung der Grundversorgung (beides am Markt) differenziert behandelt und den jeweiligen Kostenträgern als Einzelkosten direkt zugeordnet werden können. In einem solchen Fall werden die Vorteile des Netzzugangs gemäss Art. 6 Abs. 5 StromVG vollständig respektiert und die Anwendung einer verzerrenden Durchschnittspreismethode über unterschiedliche Beschaffungsstrategien ist nicht sachgerecht.
- (4) Eine abschliessende Rechtsprechung diesbezüglich besteht nicht, insbesondere waren solche Geschäfte nicht Gegenstand des Bundesgerichtsurteils 2C\_681/2015, 2C\_682/2015 vom 20. Juli 2016 sowie der Bundesverwaltungsgerichtsurteile A 1344/2015 vom 28. Juni 2018 bzw. A-321/2017 vom 20. Februar 2019.



### 1.3.6 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 Gestehungskosten der Grundversorgung.
- (2) Nicht abschliessend geklärt ist der Umgang mit ökologischen Mehrwertprodukten. Im noch nicht rechtskräftigen Urteil A-321/2017 vom 20. Februar 2019 hat das Bundesverwaltungsgericht die Praxis der ECom zweitinstanzlich bestätigt und festgehalten, dass die ECom auch 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) Aus Sicht des VSE sollte sich die Regulierung der Grundversorgung auf die Versorgung mit dem jeweiligen Grundprodukt begrenzen. Mit der wahlweisen Grundversorgungspriorisierung nach Art. 6 Abs. 5bis StromVG, welche auf den Gestehungskosten von eigenen oder Dritt-Produktionsanlagen basiert, sind nach Art. 4 Abs. 4 StromVG die entsprechenden Herkunftsnachweise ebenfalls abgegolten und können in diesem Rahmen nicht mehr für zusätzliche Ökoprodukte angewendet werden. Bietet ein Verteilnetzbetreiber darüber hinaus noch Ökoprodukte an und beschafft zu diesem Zweck zusätzliche Herkunftsnachweise, so soll ihm deren Vermarktung ohne Berücksichtigung in der Grundversorgung möglich sein. Im Rahmen des laufenden Verfahrens dürfte das Bundesgericht diese Frage letztinstanzlich klären müssen. .
- (4) Nicht der Grundversorgungsregulierung untersteht der reine Zertifikatehandel.

### 1.3.7 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.<sup>6</sup> Energieversorgungsunternehmen zählen nicht zu Endverbrauchern i.S.v. Art. 4 Abs. 1 lit. b StromVG (vgl. 1.3.1 (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.

<sup>6</sup> 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].



- (2) Das Bundesverwaltungsgericht vertritt im Urteil A 1344/2015 vom 28. Juni 2018 in Sachen Repower jedoch die Auffassung, dass bei der anteilmässigen Mengen- und Kostenzuordnung gemäss Durchschnittspreismethode Grundversorgung auch Lieferungen an Nachlieger und Netz zu berücksichtigen sind (Ziff. 10.5). 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 in Übereinstimmung mit der Rechtsprechung 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.
- (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 sich das vorliegende Kostenrechnungsschema ausschliesslich auf die «Wertschöpfungsstufen Energie».



Abbildung 3 Wertschöpfungsstufen Energie

- (3) Ein einzelnes Energieversorgungsunternehmen sowie ein einzelner Verteilnetzbetreiber 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. 1.3.1 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 Vorzugsenergieleistungen) 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) 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).
- (4) 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.
- (5) Einmalige Investitionskostenbeiträge, Eimalvergütungen oder sonstige einmalige Förderungen sind zu passivieren und analog zur Abschreibungsdauer der betroffenen Anlagen aufzulösen.
- (6) 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.
- (7) Weisen Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag nach dem Recht zur Grundversorgungspriorisierung nach 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG oder Marktprämien-berechtigte Energieversorgungsunternehmen nach Art. 31 EnG die entsprechende Grosswasserkraft-Produktion direkt der Grundversorgung zu, sind aus Gründen der Nachweisbarkeit die Gestehungskosten dieser Anlagen einzeln zu erfassen und gegenüber der EICom zusätzlich auszuweisen (vgl. Art. 4c StromVV). Dies ist bei der internen Verrechnung zu Gestehungskosten an den Vertrieb entsprechend sicherzustellen.

## 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. 1.3.3 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 Gesteuerungskostenkalkulation zu berücksichtigen. Allfällige Kosten/Erlöse für andere Aktivitäten dieser Wertschöpfungsstufe eines Energieversorgungsunternehmens werden vom Versorgungsgeschäft und somit von der Gesteuerungskostenkalkulation 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 Gesteuerungskosten 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 Gesteuerungskosten 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 Gesteuerungskosten 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.
- (4) Das Portfoliomodell gewährleistet insbesondere die Abbildung der jeweiligen bei Bedarf anzupassenden Kostenzuordnungspraxis, aktuell die Durchschnittspreismethode (vgl. Kap. 1.2.2 oben) oder die Grundversorgungspriorisierung (1.2.3 oben), je nach Entscheidung des Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgung. Im Fall einer vollständigen Marktöffnung ist mit diesem Modell auch eine marktorientierte Kostenzuweisungspraxis umsetzbar. 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.
- (5) 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.
- (6) Im Rahmen der jährlichen Kostendeclaration von Verteilnetzbetreibern mit Grundversorgungsauftrag zuhanden der ECom deklariert der Vertrieb die gesamthaft für die Grundversorgung resultierenden Kostenbestandteile und weist diese im Bedarfsfall nach. Dabei werden anteiligen Kosten der Eigenproduktion gemäss Kap. 2.1, die anteiligen Kosten des Einkaufs gemäss Kap. 2.2 sowie die Vertriebs- und Verwaltungsgemeinkosten des Vertriebs einzeln deklariert.

### **3. Grundsätze der Kostenermittlung**

#### **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 Verordnungsebene stammen aus Art. 6 Abs. 5 StromVG und Art. 4 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 übernehmen 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.<sup>7</sup> 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 Tariffkalkulation 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) Der VSE empfiehlt den betroffenen Verteilnetzbetreibern mit Grundversorgungsauftrag die Abbildung des nachstehenden Gestehungskostenschemas zur Ermittlung der vollständigen Gestehungskosten für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung.
- (3) 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 StromVV<sup>8</sup> sind sinngemäss anzuwenden.
- (4) 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 bilden Wertschöpfungsstufen und nicht Organisationseinheiten eines Unternehmens ab.

---

<sup>7</sup>Vgl. Kapitel 4.1 des KRSV-CH 2019.

<sup>8</sup> Gemäss 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
<b>100</b>	<b>Kalkulatorische Kapitalkosten der Anlagen</b>			
100.1	Kalkulatorische Abschreibungen	X		
100.2	Kalkulatorische Zinsen	X		
<b>200</b>	<b>Betriebskosten</b>			
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		
<b>300</b>	<b>Beschaffungskosten</b>			
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	
<b>600</b>	<b>Verwaltungs- und Vertriebskosten</b>			
600.1a	Management, Verwaltung	X	X	X
600.2	Vertriebskosten			X
600.3	Kalkulatorische Verzinsung NUV*	X	X	X
600.4	Sonstige Kosten	X	X	X
<b>700</b>	<b>Direkte Steuern</b>			
700.1	Aufwandgleiche direkte Steuern	X	X	X
700.2	Kalkulatorische direkte Steuern	X	X	X
700.3	Kapitalsteuern	X	X	X
<b>800</b>	<b>Abgaben</b>			
800.1	Konzessionsabgaben	X		
800.2	Wasserzinsen	X		
800.3	Gratis- und Vorzugsenergielieferungen / Naturalleistungen	X		
<b>900</b>	<b>Sonstige Erlöse</b>			
900.1	Förder- und Kostenbeiträge	X		
900.2	Sonstige Erlöse	X		X
<b>1000</b>	<b>Auflösung Deckungsdifferenzen (Grundversorgung)</b>			X

Tabelle 1 Kostenschema Gestehungskosten (Übersicht)

\*Verzinsung des NUV auf Stufe Produktion und Einkauf ist noch hängig (siehe BVerfG Urteil A-699/217 vom 26.8.2019).



### **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 2/2018 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.

###### Zinssatz

Die Verzinsung der Produktionsanlagen erfolgt gemäss der jeweils gültigen ECom Weisung mit dem «WACC Produktion». Dieser wird im Kontext der Förderung der Grosswasserkraft jährlich vom UVEK festgelegt und publiziert (vgl. dazu Ziff. 1.2.1 oben).



## 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 Gestehungskostenberechnung 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 (NUV)

Auf der Wertschöpfungsstufe Produktion wird Nettoumlaufvermögen gebunden. Dies ist dann der Fall, wenn einzelne Kraftwerke bzw. die Produktion als Ganzes in eigenen, rechtlichen Einheiten organisiert sind, die entsprechende Verrechnung periodisch erfolgt und die Finanzierung des notwendigen Nettoumlaufvermögens damit auf Stufe der Produktion sichergestellt werden muss. Dies gilt unter anderem auch für Partnerwerke, welche ihre Mittel die in der Regel durch monatliche Rechnungsstellung an ihre jeweiligen Partner sicherstellen. Die Partner können die entsprechenden Zinskosten auf dem so gebundenen Nettoumlaufvermögen des Partnerwerkes anteilig in ihrer Kostenrechnung berücksichtigen.

Die Berechnung kann bilanziell oder vereinfacht auch kalkulatorisch erfolgen. Für die kalkulatorische Berechnung werden in Anlehnung an die Praxis gemäss KRSV die Produktionskosten durch die Fakturierungshäufigkeit dividiert und dieses kalkulatorische Nettoumlaufvermögen verzinst. Die Verzinsung erfolgt gemäss der jeweils gültigen ECom Weisung mit dem «WACC Produktion» (vgl. dazu Ziff. 1.2.1 oben).

### 600.4 Sonstige Kosten

Sonstige Kosten der Produktion sind insbesondere Finanzierungsnebenkosten, wie Fremdwährungseffekte bei ausländischen Beteiligungen, Emissionskosten/Disagios von Anleihen, Bankspeisen, 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 Förder- und Kostenbeiträge

Allfällige Förder- oder 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 Marktpremien für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen (Art. 30f. EnG), da diese nur für die die Grundversorgung übersteigende Menge ausbezahlt werden.

Einmalige Investitionskostenbeiträge oder Einmalvergütungen 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, etc.

### **3.3.2 Gestehungskosten Einkauf**

#### 200.5 Ausgleichsenergie

Siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

### **300 Beschaffungskosten**

#### 300.2 Langfristige Bezugsverträge

Einkaufskosten aus den Bezugsverträgen sind anrechenbare Kosten.

#### 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 hinzuaddiert 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 (NUV)

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 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.

Die Berechnung kann bilanziell oder vereinfacht auch kalkulatorisch erfolgen. Für die kalkulatorische Berechnung werden in Anlehnung an die Praxis gemäss KRSV die Einkaufskosten durch die Fakturierungshäufigkeit dividiert und dieses kalkulatorische Nettoumlaufvermögen verzinst. Die Verzinsung erfolgt gemäss der jeweils gültigen ECom Weisung mit dem «WACC Produktion» (vgl. dazu Ziff. 1.2.1 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 (NUV)

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 zu verzinsen.

Die Berechnung kann bilanziell oder vereinfacht auch kalkulatorisch erfolgen. Für die kalkulatorische Berechnung werden in Anlehnung an die Praxis gemäss KRSV die Gestehungskosten auf Stufe Vertrieb durch die Fakturierungshäufigkeit dividiert und dieses kalkulatorische Nettoumlaufvermögen verzinst. Die Verzinsung erfolgt gemäss der gültigen ECom Weisung mit dem «WACC Produktion» (vgl. dazu Ziff. 1.2.1 oben).

#### 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, Erlöse aus Regelenergie oder Dienstleistungen für Dritte.

### **1000 Auflösung Deckungsdifferenzen (Grundversorgung)**



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.

Aufgrund einer fehlenden expliziten gesetzlichen Regelung zum angemessenen Gewinn im Vertrieb hat die EICom in den ersten Jahren nach Inkrafttreten des StromVG die sogenannte 95- bzw. 75-Franken-Regel entwickelt, um auf einfache Art und Weise eine Beurteilung der angemessenen Kosten inklusive Gewinn im Vertrieb an Endverbraucher in der Grundversorgung zu ermöglichen. Diese Regel gemäss Weisung 5/2018 (vgl. Kap. 1.2.1 oben) dient als Grundlage für die Bemessung von Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung.

Dabei werden die anteiligen Kostenpositionen des Vertriebs (600, 700, 900) für die Grundversorgung zuzüglich des vom Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag festgelegten, angemessenen Vertriebsgewinn addiert und mit dem Schwellenwert von CHF 95 (bis und mit Tarife 2019) bzw. CHF 75 (ab Tarife 2020) multipliziert mit der Anzahl Rechnungsempfänger per Stichtag<sup>9</sup> verglichen.

Übersteigen die anteiligen Vertriebskosten und der anteilige Gewinn der Grundversorgung den relevanten Schwellenwert, so wird der Gewinn entsprechend gekürzt. Dies erfolgt im Rahmen der Nachkalkulation durch die Bildung von Deckungsdifferenzen zugunsten der Kunden (Überdeckungen), welche in den Folgeperioden (analog zum Netz) gemäss Weisung 2/2019 der EICom durch Tarifsenkungen zurückzuerstatten sind. Liegen Kosten und Gewinn unterhalb des relevanten Schwellenwerts, so steht es dem Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag frei, die entsprechende Unterdeckung in den Folgeperioden in den Tarifen einzurechnen.

Falls allein die anteiligen Vertriebskosten für die Grundversorgung die Schwellenwerte von CHF 95 bzw. CHF 75 überschreiten, so überprüft die EICom die Kosten von Amtes wegen. Sofern diese als anrechenbar beurteilt werden, können diese bis zu einem zweiten Schwellenwert (Maximum) von CHF 150 (bis Tarife 2019) bzw. CHF 120 (ab Tarife 2020) pro Rechnungsempfänger zur Anrechnung gelangen. Der Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag hat dabei jedoch keine Möglichkeit mehr, einen angemessenen Vertriebsgewinn zu realisieren. Dieser beschränkt sich in diesem Fall auf die anteilige Verzinsung des Nettoumlaufvermögens.

Salden, für welche eine zukünftige Verpflichtung zur Rückerstattung besteht (Überdeckungen), muss der Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag 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 Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgungsauftrag (Unterdeckungen) können aktiviert werden, sofern dieser die Deckungsdifferenz zu einem späteren Zeitpunkt tatsächlich an die Endverbraucher mit Grundversorgung verrechnet.

Aktiviert oder passiviert Deckungsdifferenzen werden für die Zeitperiode des Auftretens bis zur Berücksichtigung in einer zukünftigen Tarifperiode mit dem jeweils gültigen WACC verzinst. Gemäss Weisung

---

<sup>9</sup> Ein Rechnungsempfänger wird von der EICom definiert als ein Endverbraucher an einer Verbrauchsstätte. Die Anzahl der Messpunkte spielt dabei keine Rolle.



2/2019 wendet die EICom dabei nicht den «WACC Produktion», sondern den «WACC Stromnetz» des folgenden Tarifjahres (t+2) an.

#### 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.<sup>10</sup>

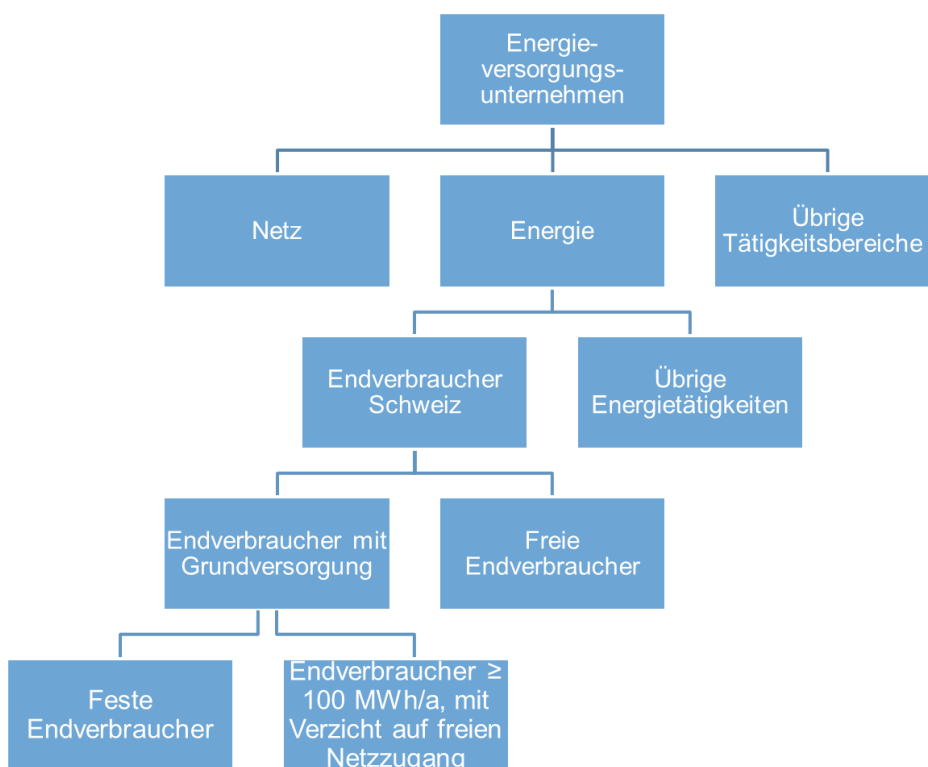


Abbildung 4 Empfohlene Kostenträgerstruktur Energie Grundversorgung

- (2) Um die Durchschnittspreismethode (vgl. Kap. 1.2.2 oben) oder die Grundversorgungspriorisierung (vgl. Kap. 1.2.3 oben) umzusetzen, kann ein primärer Kostenträger «Endverbraucher Schweiz» geführt werden. 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» können nach Auffassung des VSE unter Vorbehalt der noch offenen Rechtsprechung Kosten und Energiemengen aus insbesondere folgenden Geschäften zugeordnet werden:

<sup>10</sup> Vgl. Kapitel 6.2 KRSV-CH 2019.



- Back-to-Back-Verträge (vgl. 1.3.5 above),
  - Belieferung anderer Energieversorgungsunternehmen (vgl. 1.3.7 oben),
  - Auslandsgeschäfte ohne Bezug zur Belieferung von Schweizer Endverbraucher (vgl. 1.3.2 oben)
  - Handelsgeschäfte ohne Bezug zur Belieferung von Schweizer Endverbraucher (vgl. 1.3.4 oben)
- (4) Innerhalb des primären Kostenträgers «Endverbraucher Schweiz» kann anschliessend die Kostenschlüsselung zwischen den Kostenträgern «Energie Endverbraucher mit Grundversorgung» und dem Kostenträger «Energie freie Endverbraucher» je nach Kostenallokationsprinzip (Durchschnittspreismethode (vgl. Kap. 1.2.2 oben) oder Grundversorgungspriorisierung (vgl. Kap. 1.2.3 oben)) erfolgen.
- (5) 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.
- (6) 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.

