



Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz

# Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz

Grundlagen zur Netznutzung  
im Übertragungsnetz der Schweiz

Dieses Dokument wurde erarbeitet unter der Verantwortung von:

**swissgrid**

NNMÜ – CH Ausgabe 2013

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



### Herausgeber

swissgrid ag  
Dammstrasse 3  
CH-5070 Frick  
Telefon +41 58 580 21 11  
Fax +41 58 580 21 21  
info@swissgrid.ch  
www.swissgrid.ch

### Autoren (Ausgabe 2005)

Paul Niggli	CKW	Leiter	TP*	NNM	ÜN	*TP = Teilprojekt
Peter Betz	VSE	Mitglied	TP	NNM	ÜN	
Gilbert Friedli	EOS	Mitglied	TP	NNM	ÜN	
Werner Graber	NOK	Mitglied	TP	NNM	ÜN	
Stephan Heim	BKW	Mitglied	TP	NNM	ÜN	
Thomas Marti	NOK	Mitglied	TP	NNM	ÜN	
Michael Roth	ewz	Mitglied	TP	NNM	ÜN	
Bernhard Sander	NOK	Mitglied	TP	NNM	ÜN	
Stefan Witschi	BKW	Mitglied	TP	NNM	ÜN	
Dr. Heinrich Zimmermann	Atel	Mitglied	TP	NNM	ÜN	

### Beratung und Umsetzung

Schweizerische Betriebsdirektorenkonferenz (SBDK)

### Autoren (Revision 2007)

Peter Imfeld	CKW	Leiter Projekt	NNR	MUNCH
Werner Graber	NOK	Mitglied Projekt	NNR	MUNCH
Stefan Witschi	BKW	Mitglied Projekt	NNR	MUNCH
Michael Roth	ewz	Mitglied Projekt	NNR	MUNCH
Daniel Schalch	Swissgrid	Mitglied Projekt	NNR	MUNCH

### Autoren (Neufassung 2013) (Arbeitsgruppe (AG) NNMÜ)

Dr. Stefan Bühler	Swissgrid	Leiter AG	AG	NNMÜ
Dr. Andreas Beer	Repower	Mitglied AG	AG	NNMÜ
Tony Bürge	TB Glarus Nord	Mitglied AG	AG	NNMÜ
Werner Graber	Axpo Netze	Mitglied AG	AG	NNMÜ
Daniel Koch	SBB	Mitglied AG	AG	NNMÜ
Stefan Rätz	ewz	Mitglied AG	AG	NNMÜ
Stefan Witschi	BKW	Mitglied AG	AG	NNMÜ
Jean-Michel Notz	VSE	Mitglied AG	AG	NNMÜ

## Chronologie

August 2004	Verabschiedung Pflichtenheft und Arbeitsaufnahme
14. Dezember 2004	Fertigstellung Entwurf NNM ÜN
28. April 2005	Verabschiedung NNM ÜN durch die SBDK
9. Juni 2005	Verabschiedung NNM ÜN durch Vorstand <i>swisselectric</i>
30. August 2005	Textversion NNM ÜN an VSE weitergeleitet
Nov. / Dez. 2005	Anpassungen, Endredaktion und Publikation durch VSE/AES
Oktober 2007	Überarbeitung StromVG und Projekt MUNCH
5. Dezember 2007	Genehmigung durch den Vorstand VSE
Herbst 2011	Gesamtüberarbeitung/Neufassung
Winter 2011/2012	Interne Vernehmlassungen Swissgrid und VSE NeNuKo
Frühling 2012	Vernehmlassung in der Branche sowie Konsultation der Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger nach Art. 27 Abs. 4 StromVV
Sommer 2012	Bereinigung, Endredaktion
Herbst 2012	Verabschiedung des Dokumentes durch Swissgrid (GL/VR)
5. Dezember 2012	Kenntnisnahme durch den Vorstand VSE und somit Erhebung des NNMÜ – CH 2013 zum Branchendokument

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

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid verabschiedete das Dokument am 25. Oktober 2012.

**Druckschrift** Nr. 1001d, Ausgabe 2013

## Copyright

© Swissgrid

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung von Swissgrid 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.

**Diese Beschreibung des Netznutzungsmodells für das schweizerische Übertragungsnetz ist ein Dokument der nationalen Netzgesellschaft, das durch den VSE Vorstand als Branchendokument zum Strommarkt erhoben wird.**

**Sie gilt als Richtlinie im Sinne von Art. 27 Abs. 4 Stromversorgungsverordnung.**

**ANMERKUNG:** Bei Änderungen der Gesetzgebung nach der Publikation dieses Dokumentes erhalten allenfalls Gesetze, Verordnungen, Verfügungen oder Weisungen (insbesondere der EICom) Vorrang gegenüber den Dispositionen dieser Richtlinie.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b>	6
<b>Anwendungsbereich des Dokumentes</b>	7
<b>Einleitung</b>	8
1. Eckwerte Netznutzungsmodell	9
1.1. Modellgrundsätze	9
1.2. Einfluss EU-Framework Guidelines und EU-Network Codes	9
2. Organisation der Netznutzung im Übertragungsnetz	10
2.1. Aufgaben der Akteure im NNMÜ – CH	10
2.1.1. Übertragungsnetzbetreiber	10
2.1.2. Weitere Akteure	10
2.2. Rechtliche Beziehungen in Zusammenhang mit der Nutzung des Übertragungsnetzes	11
2.2.1. Netznutzung	11
2.2.1.1. Grundsatz	11
2.2.1.2. Mutationen von Anschlusspunkten, Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken sowie Eigenbedarf von Kraftwerken	11
2.2.2. Systemdienstleistungen	11
2.2.3. Gesetzliche Zuschläge auf die Kosten des Übertragungsnetzes	11
3. Systemgrenzen Übertragungsnetz	12
3.1. Netzebenenmodell	12
3.2. Eigentumsgrenzen im Übertragungsnetz	12
3.3. Kostenanlastung bei gemeinsam mit dem Übertragungsnetz genutzten Anlagen	12
4. Zuordnung der anrechenbaren Kosten im Übertragungsnetz zu den Tarifelementen	13
4.1. Kostenzuweisung	13
4.2. Deckungsdifferenzen aus Vorjahren	13
5. Kostenträger und Tarife	15
5.1. Direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Verteilnetzbetreiber und direkt angeschlossene Endverbraucher	15
5.1.1. Tarifkomponenten	15
5.1.2. Netznutzung	15
5.1.2.1. Leistungskomponente	15
5.1.2.2. Arbeitskomponente	16
5.1.2.3. Fixe Grundkomponente	16
5.1.2.4. Behandlung von Notanschlüssen am Übertragungsnetz und dauerhaft vom Übertragungsnetz getrennten inaktiven Anschlüssen	18
5.1.3. Individuelle Systemdienstleistungen	18
5.1.3.1. Tarifkomponenten	18
5.1.3.2. Wirkverlusttarif	18
5.1.3.3. Blindenergietarif	19
5.2. Alle Verteilnetzbetreiber sowie direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Endverbraucher mit und ohne Eigenproduktion	20
5.2.1. Tarifkomponenten	20
5.2.2. Allgemeine SDL	20
5.2.2.1. Massgebende Energiemenge	20
5.2.2.2. Tarifiermittlung der allgemeinen SDL	20
5.2.2.3. Verrechnung der allgemeinen SDL	20
5.2.3. Gesetzliche Zuschläge auf die Kosten des Übertragungsnetzes	20
5.2.4. Debitorenverluste	21
5.3. Bilanzgruppen	21
5.4. Ausnahmen vom Netzzugang (Merchant Lines)	21
5.4.1. Tarifkomponenten	21
5.4.2. Allgemeine SDL sowie individuelle SDL Wirkverluste und Blindenergie	21
5.5. Inhaber von Langfristverträgen (LTC-Halter)	21
5.5.1. Akonto-Verrechnungssätze	21
5.5.2. Netznutzung und individuelle SDL Wirkverluste	22
5.6. Grenzüberschreitende Verteilnetzbetreiber	22
5.6.1. Pflichten von Betreibern grenzüberschreitender Verteilnetze	22
5.6.2. Ausspeisungen aus dem Übertragungsnetz in Verteilnetze mit einer grenzüberschreitenden Leitung	22

6.	Rechnungsstellung	23
6.1.	Grundsätze	23
6.2.	Veröffentlichungspflichten in Zusammenhang mit der Rechnungsstellung	23
7.	Anhang	24
7.1.	Bestimmung des K-Faktors	24
7.2.	Zuordnung Sachinhalte zu den Quellen (gesetzliche Grundlagen, subsidiäre Lösungen)	25

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b>	Zuordnung Kosten zu Tarifelementen am Beispiel der Tarife 2013	14
---------------------	--	----

## Vorwort

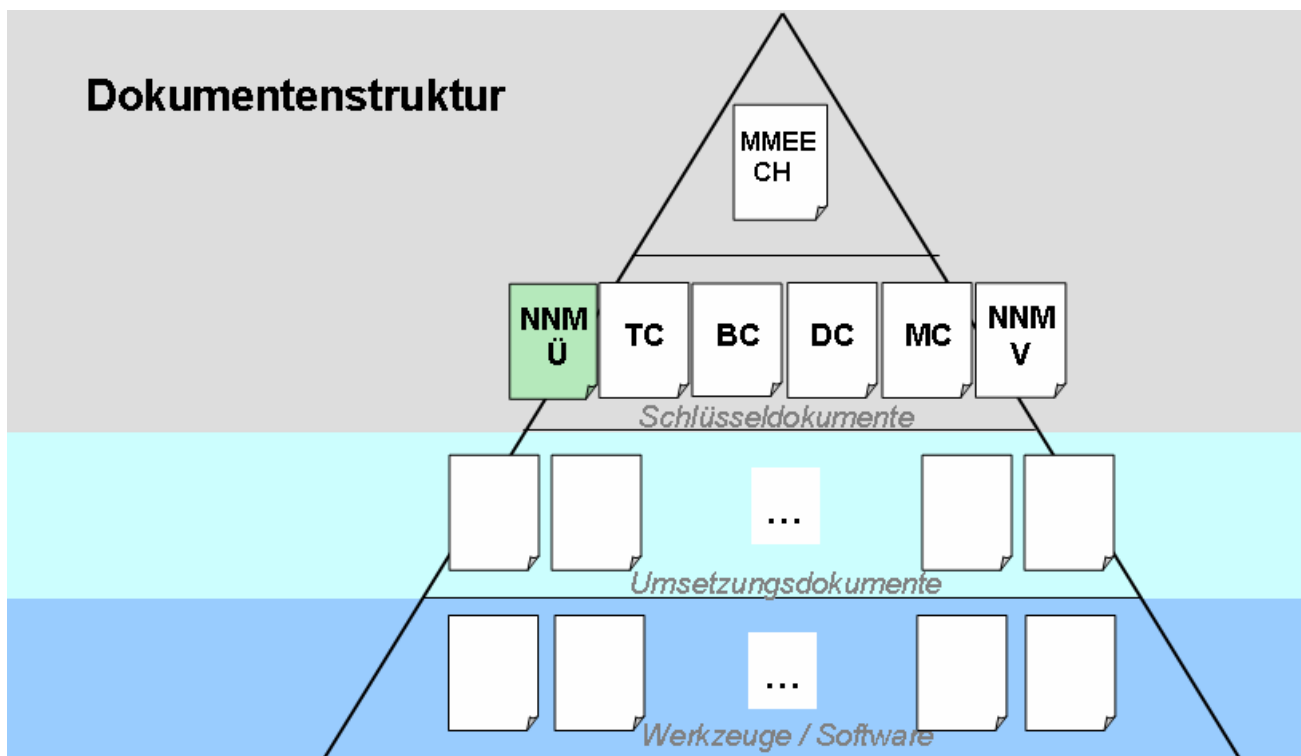
Das Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 und die Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand 1. Oktober 2011) haben den Schweizer Strommarkt für Endkunden mit einem Jahresverbrauch ab 100 MWh pro Verbrauchsstätte geöffnet. 5 Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes sollen durch Bundesbeschluss auch Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte vom diskriminierungsfreien Netzzugang Gebrauch machen können. Dieser Beschluss unterliegt dem fakultativen Referendum.

Im Sinne des Subsidiaritätsprinzips (vgl. Art. 3 Abs. 1 StromVG) wurde im Rahmen des Projekts Merkur Access II ein umfassendes Regelwerk für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt durch Fachleute der Branche ausgearbeitet. Mit diesem Regelwerk steht der Elektrizitätswirtschaft eine branchenweit anerkannte Empfehlung zur Nutzung der Stromnetze und der Organisation des Energiegeschäftes zur Verfügung.

StromVG und StromVV verlangen die Erarbeitung von Richtlinien zu verschiedenen Sachverhalten durch die Netzbetreiber. Diese Aufgabe wird im Rahmen der Branchendokumente erfüllt. Die entsprechenden Kapitel in den verschiedenen Dokumenten sind im Kapitel 7 des Marktmodells Elektrische Energie (MMEE – CH) aufgeführt.

Das Netznutzungsmodell für die Verteilnetze (NNMV – CH), das vorliegende Netznutzungsmodell für das Übertragungsnetz (NNMÜ – CH), der Transmission Code (TC – CH), das Balancing Concept (BC – CH), der Metering Code (MC – CH) und der Distribution Code (DC – CH) sind Schlüsseldokumente unter den Branchendokumenten.

Abgestimmt auf diese zentralen Dokumente werden die Umsetzungsdokumente sowie die nötigen „Werkzeuge“ durch die Branche erarbeitet.



## Anwendungsbereich des Dokumentes

Mit der Veröffentlichung des NNMÜ – CH entstehen folgende Anwendungsmöglichkeiten bzw. Anwendungseinschränkungen:

- Das NNMÜ – CH gilt als Leitfaden für die Netznutzung des Übertragungsnetzes.
- Das NNMÜ – CH beschreibt den Zustand nach dem Eigentumsübergang des Übertragungsnetzes auf die nationale Netzgesellschaft.
- Die technischen Grundsätze und Anforderungen für den Betrieb und die Nutzung des schweizerischen Übertragungsnetzes sind im „Transmission Code“ definiert.
- Die technischen und kommerziellen Grundsätze des Netzanschlusses werden im separaten Dokument „Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss Übertragungsnetz“ beschrieben.
- Das NNMÜ – CH basiert auf dem Stand der Rechtsprechung vom 10. April 2012.
- Wird nach der Endredaktion des Dokumentes eine Anpassung aufgrund geänderter gesetzlicher Vorgaben, eines Gerichtsentscheides oder Entscheides der Regulierungsbehörde (z.B. betreffend Kostentragung, Netzanschluss etc.) notwendig, so wird diese spätestens in der nächsten Revision des NNMÜ – CH eingearbeitet. Bei Bedarf wird vorab ein Ergänzungsblatt zu den Änderungen erstellt und publiziert.

## Einleitung

Das vorliegende Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz NNMÜ – CH bildet die Grundlage für die Netznutzung des Übertragungsnetzes und soll auch als Handbuch für dieses Thema dienen. Deshalb wird darin nicht nur die konkrete Abwicklung der Netznutzung beschrieben, sondern auch der Weg von den jeweiligen Kosten hin zu den Tarifpositionen für die jeweiligen Nutzer des Übertragungsnetzes bis hin zu den Grundsätzen der Rechnungsstellung.

Das NNMÜ – CH umfasst zusätzlich zu den Vorgaben aus StromVG und StromVV auch subsidiäre Lösungen zur Netznutzung im Sinne der gesetzlichen Grundlagen. Im Anhang erfolgt dazu eine tabellarische Zuordnung der Inhalte zu den gesetzlichen Grundlagen resp. eine Kennzeichnung der subsidiären Lösungen.



# 1. Eckwerte Netznutzungsmodell

## 1.1. Modellgrundsätze

- Das Modell ist nicht diskriminierend, transparent und verursachergerecht.
- Es kommt ein distanzunabhängiges Anschlusspunktmodell mit ausspeiseseitiger Kostentragung (in diesem Dokument kurz Anschlusspunktmodell genannt) zur Anwendung.
- Die Kosten des Übertragungsnetzes werden in der Regel den Verteilnetzbetreibern und den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern angelastet.
- Die Erzeugung trägt die direkt verursachten Kosten (z.B. Blindenergie, Messkosten).
- Es fällt im Übertragungsnetz kein Netznutzungsentgelt aufgrund der Antriebe von Speicherpumpen in Pumpspeicherkraftwerken und des Eigenbedarfes von Kraftwerken an (Berücksichtigung in Leistungs- und Grundkomponente sowie allgemeine Systemdienstleistung und individuelle Systemdienstleistung Wirkverluste).
- Der Netznutzungstarif setzt sich aus einer dreigliedrigen Tarifstruktur mit den Komponenten Leistungstarif auf Nettoleistungsbasis (60%), Arbeitstarif auf Bruttoenergiebasis (30%) und einer fixen Grundkomponente pro gewichtetem Anschlusspunkt (10%) zusammen (Art. 15 Abs. 3 StromVV).
- Um eine optimierte Auslastung des Übertragungsnetzes zu erzielen, ist es der nationalen Netzgesellschaft freigestellt, ihre Tarifstruktur im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben (Art. 14 Abs. 3 Bst. StromVG) anzupassen, z. B. mit Tarifzeiten.
- Für die ganze Regelzone Schweiz gelten auf dem Übertragungsnetz für die Netznutzung, die individuellen Systemdienstleistungen wie Wirkverluste und Blindenergie und die allgemeinen Systemdienstleistungen einheitliche Tarife.
- Die nationale Netzgesellschaft setzt die im Rahmen des ITC enthaltene Vergütung (Infrastruktur- und Wirkverlustentschädigung) nach Abzug der Aufsichtsabgabe entsprechend Art. 14 Abs. 2 StromVV vollumfänglich für die Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes ein.

## 1.2. Einfluss EU-Framework Guidelines und EU-Network Codes

- (1) Die EU-Framework Guidelines und EU-Network Codes zu tarifrelevanten und evtl. weiteren Inhalten können auch einen Einfluss auf das NNMÜ – CH haben. Die mutmasslich für das NNMÜ – CH relevanten „Guidelines on Tariffs“ sowie „Guidelines on Third Party Access“ sind zum Zeitpunkt der Endredaktion des NNMÜ – CH 2013 noch nicht absehbar, weshalb auch noch keine Umsetzungs\_codes zur Verfügung stehen. Die Bedeutung und Auswirkung dieser Guidelines wird nach Vorliegen überprüft und bei Bedarf in das NNMÜ – CH aufgenommen.
- (2) Die Bedingungen für den Netzanschluss sind Inhalt der „Framework Guidelines on grid connection“ sowie der entsprechenden „Network Code on grid connection“ und „Network Code on DSO and industrial load connection“. Die ENTSO-E Konsultationen zu den letzten beiden Dokumenten finden in 2012 statt. Die entsprechende Guideline liegt seit Sommer 2011 vor, ist aber noch nicht in Kraft getreten. Entsprechend dem obigen Abschnitt zur Anwendung des NNMÜ – CH sind diese Themen aber nicht Inhalt dieses Dokumentes, sondern werden im separaten Dokument „Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss Übertragungsnetz“ beschrieben.

## 2. Organisation der Netznutzung im Übertragungsnetz

### 2.1. Aufgaben der Akteure im NNMÜ – CH

(1) Im MMEE – CH, Abschnitt 2.2, werden die folgenden Marktakteure unterschieden, welche im Zusammenhang mit der Netznutzung relevant sind.

#### 2.1.1. Übertragungsnetzbetreiber

(1) Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist die nationale Netzgesellschaft, welche als Betreiberin des schweizerischen Übertragungsnetzes insbesondere folgende Aufgaben erfüllt:

- Eigentümerin und Betreiberin des schweizerischen Übertragungsnetzes (Art. 18 Abs. 1 und 2 und Art. 20 Abs. 2 Bst. a StromVG).
- Gewährleistung des diskriminierungsfreien Netzzuganges (Art. 13 StromVG).
- Verantwortung für das Bilanzmanagement und Sicherstellung der Systemdienstleistungen (Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG).
- Beschaffung der Systemdienstleistungen in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren (Art. 22 Abs. 1 StromVV).
- Verantwortung für die Verrechnung des KEV-Zuschlags, des Gewässerschutz-Zuschlags sowie allfälliger weiterer Zuschläge auf die Übertragungsnetzkosten gemäss Art. 15b Abs. 1 EnG und weiterer Abgaben an die Verteilnetzbetreiber mit Endverbrauchern oder an die direkt angeschlossenen Endverbraucher (Art. 15 Abs. 2 Bst. c StromVV).
- Vergütung der Kosten gemäss Bewilligung ECom für Netzverstärkungen infolge Einspeisungen gemäss Art. 7, 7a und 7b des Energiegesetzes an Verteilnetzbetreiber (Art. 15 Abs. 2 Bst. b StromVV).
- Organisation der Netznutzung und Regulierung des Netzes unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Netzen (Art. 8 Abs. 1 Bst. b StromVG) und Festlegung der Netznutzungs- sowie weiterer Tarife, Verrechnungs- und Vergütungssätze sowie die Weiterverrechnung von Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen (Art. 15 StromVV).
- Damit jeder Netzbetreiber bis zur Netzebene 7 seiner Veröffentlichungspflicht zum 31. August eines jeden Jahres gemäss Art. 10 StromVV u.a. für die Netznutzungstarife nachkommen kann, gilt der Veröffentlichungstermin der nationalen Netzgesellschaft für die Tarife sowie die Verrechnungs- und Vergütungssätze entsprechend dem Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz in der jeweils aktuellen Version.
- Festlegung transparenter und diskriminierungsfreier Richtlinien zu Mindestanforderungen an Bilanzgruppen (Art. 23 Abs. 2 StromVV).

(2) Darüber hinaus legen alle Netzbetreiber (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) Richtlinien fest:

- Zur Zuordnung von Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Netzbetreibern zu einer best. Spannungsebene (Art. 3 Abs. 1 StromVV).
- Zur minimalen Qualität der Elektrizitätslieferung pro Netzebene (Art. 3 Abs. 1 StromVV).
- Zur Abgeltung beim Wechsel von Anschlüssen (Art. 3 Abs. 2 StromVV),
- Zur einheitlichen Methode für die Erstellung der Kostenrechnung (Art. 7 Abs. 2 StromVV).
- Im Messwesen und bei den Informationsprozessen insbesondere zu den Pflichten der Beteiligten, zum zeitlichen Ablauf und zur Form der zu übermittelnden Daten (Art. 8 Abs. 2 StromVV).
- Zur Ermittlung der Betriebskosten (Art. 12 Abs. 2 StromVV).
- Zu den Nutzungsdauern von Anlagen und Anlagenteilen (Art. 13 Abs. 1 StromVV).
- Zur einheitlichen Ermittlung des jährlichen Mittelwertes der tatsächlichen monatlichen Höchstleistung (Art. 17 StromVV).

#### 2.1.2. Weitere Akteure

(1) **Verteilnetzbetreiber (VNB):** Die Aufgaben des Verteilnetzbetreibers im Zusammenhang mit der Netznutzung sind im StromVG, StromVV und NNMV – CH beschrieben.

- (2) **Endverbraucher (EV):** Ein Endverbraucher ist Netznutzer und entrichtet das Netznutzungsentgelt. Überträgt ein Endverbraucher die Netznutzung einem Lieferanten, bleibt der Endverbraucher Schuldner des Netznutzungsentgelts (Art. 9 StromVV).
- (3) Die Rollen und Aufgaben der weiteren Akteure (z.B. Bilanzgruppenverantwortliche und Erzeuger) sind im MMEE – CH beschrieben.

## 2.2. **Rechtliche Beziehungen in Zusammenhang mit der Nutzung des Übertragungsnetzes**

- (1) Zur Regelung des Zusammenspiels des Übertragungsnetzbetreibers mit den Akteuren sind neben Gesetzen, Verordnungen, Verfügungen und Branchendokumenten auch Verträge zwischen den Parteien notwendig. Darin werden technische, finanzielle und prozessuale Bedingungen ergänzend zum Transmission Code TC – CH für den reibungslosen Prozess formuliert. Die Inhalte sind im Dokument MMEE – CH kurz beschrieben.

### 2.2.1. **Netznutzung**

#### 2.2.1.1. **Grundsatz**

- (1) Bei Erfüllung der notwendigen Voraussetzungen gemäss Transmission Code schliesst der ÜNB mit den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreibern oder Endverbrauchern einen Netznutzungsvertrag ab. Der Netznutzungsvertrag regelt die gegenseitigen Rechte und Pflichten, die sich aus der Nutzung der Netzinfrastruktur für Stromlieferungen (Einspeisung oder Ausspeisung) sowie der Beanspruchung der durch den ÜNB bereitgestellten Systemdienstleistungen durch den Verteilnetzbetreiber oder Endverbraucher ergeben. Voraussetzung für den Abschluss eines Netznutzungsvertrages ist ein gültiger Netzanschlussvertrag.

#### 2.2.1.2. **Mutationen von Anschlusspunkten, Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken sowie Eigenbedarf von Kraftwerken**

- (1) Die erste Zuschaltung von Neuanschlüssen an das Übertragungsnetz, die dauerhafte Ausserbetriebnahme von Anschlüssen, die Umdeklarierung von Anschlüssen (regulärer Anschluss, Notanschluss, dauerhaft vom Übertragungsnetz getrennter inaktiver Anschluss) oder Änderungen der Zuordnung von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken und/oder Eigenbedarf von Kraftwerken zu den Anschlusspunkten - z.B. aufgrund einer Änderung der Netztopologie - sind mindestens drei Monate vor der geplanten Anpassung der nationalen Netzgesellschaft zu melden. Hierzu dient der von der nationalen Netzgesellschaft veröffentlichte Mutationsprozess. Kurzzeitige Änderungen der Zuordnung, z.B. bei Schalterprüfungen, bleiben davon unberührt.
- (2) Die nationale Netzgesellschaft wird daraufhin die notwendigen Abklärungen durchführen und u.a. die entsprechenden Netznutzungsverträge zusammen mit den Verteilnetzbetreibern abstimmen.

### 2.2.2. **Systemdienstleistungen**

- (1) Für die allgemeinen und individuellen Systemdienstleistungen gelten die allgemeinen Bedingungen für die Verrechnung von Kosten des Übertragungsnetzes der nationalen Netzgesellschaft.

### 2.2.3. **Gesetzliche Zuschläge auf die Kosten des Übertragungsnetzes**

- (1) Die Zuschläge auf die Kosten des Übertragungsnetzes werden nach der gleichen Methodik wie für die allgemeinen Systemdienstleistungen den Verteilnetzbetreibern und direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern zugewiesen (Art. 15 Abs. 2 Bst. c StromVV und Art. 15b EnG) und entsprechend verrechnet.

### **3. Systemgrenzen Übertragungsnetz**

- (1) Im Zusammenhang mit der Kostenermittlung für das Übertragungsnetz und zur Regelung der Beziehungen zu den ans Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreibern und Endverbrauchern müssen die Systemgrenzen des Übertragungsnetzes zu den angeschlossenen Verteilnetzen, Erzeugern und Endverbrauchern definiert sein.
- (2) Die folgenden Ausführungen zu den Systemgrenzen dienen in erster Linie der Aufbereitung der kommerziellen Informationen nach einheitlichen Kriterien als Basis für die Berechnung des Netznutzungsentgelts. Die Datenerfassung und -aufbereitung für andere Bereiche, z.B. für Netzplanung und -bewirtschaftung, sind davon nicht betroffen.
- (3) Gemäss Art. 1 Abs. 2 StromVV gilt das mit der Frequenz 16.7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebene Übertragungsnetz der schweizerischen Eisenbahnen als Endverbraucher. Seine mit dem 50 Hz-Übertragungsnetz verbundenen Ein- bzw. Ausspeisepunkte gelten als ein einziger Ein- bzw. Ausspeisepunkt. Diese Anschlusspunkte bilden die Systemgrenze<sup>1</sup>.
- (4) Im Folgenden wird zunächst das Netzebenenmodell erläutert, bevor auf die Zuordnung der einzelnen Netzelemente auf die Netzebenen eingegangen wird.

#### **3.1. Netzebenenmodell**

- (1) Für eine transparente Zuweisung der Netzkosten werden gemäss MMEE – CH die Übertragungs- und Verteilnetze in vier Spannungsebenen und drei Transformationsebenen und damit in sieben Netzebenen aufgeteilt.
- (2) Das Übertragungsnetz umfasst im Wesentlichen die Elemente der Netzebene 1.
- (3) Das Verteilnetz umfasst die Netzebenen 2 bis 7.

#### **3.2. Eigentumsgrenzen im Übertragungsnetz<sup>2</sup>**

- (1) Zum schweizerischen Übertragungsnetz gehören gemäss Art. 2 Abs. 2 StromVV alle Leitungen inklusive Tragwerke des 380/220 kV Höchstspannungsnetzes und die 380/220 kV-Kuppeltransformatoren, Schaltanlagen, Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen. Zusätzlich gehören zum Übertragungsnetz dem Verbund mit den ausländischen Netzen dienende Leitungen sowie gemeinsam mit anderen Netzebenen genutzte Anlagen, die mehrheitlich im Zusammenhang mit dem Übertragungsnetz genutzt werden oder ohne die das Übertragungsnetz nicht sicher oder effizient betrieben werden kann. Ebenfalls gehören die überspannungsseitigen Schaltfelder inklusive der Übergabemessung am Anschlusspunkt zu Verteilnetzbetreibern oder Endverbrauchern zum Übertragungsnetz.

#### **3.3. Kostenanlastung bei gemeinsam mit dem Übertragungsnetz genutzten Anlagen<sup>3</sup>**

- (1) Bei der Bestimmung der Kostenanlastung werden die Grundsätze der Transparenz und der Diskriminierungsfreiheit berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> Innerhalb des 16.7 Hz-Netzes gelten die Regelungen des Eisenbahngesetzes Artikel 62 und 64 sowie der Eisenbahn-Netzzugangsverordnung und deren Ausführungsbestimmungen.

<sup>2</sup> Da die Abgrenzung des Übertragungsnetzes bzgl. der Kostentragung nach Bundesverwaltungs- und Bundesgerichtsurteilen zum Zeitpunkt der Endredaktion des NNMÜ – CH 2013 noch nicht abschliessend geklärt ist, gilt zur späteren Aktualisierung Punkt 6 des Abschnittes „Anwendungsbereich des Dokumentes“.

<sup>3</sup> Da die Abgrenzung des Übertragungsnetzes bzgl. der Kostentragung nach Bundesverwaltungs- und Bundesgerichtsurteilen zum Zeitpunkt der Endredaktion des NNMÜ – CH 2013 noch nicht abschliessend geklärt ist, gilt zur späteren Aktualisierung Punkt 6 des Abschnittes „Anwendungsbereich des Dokumentes“.

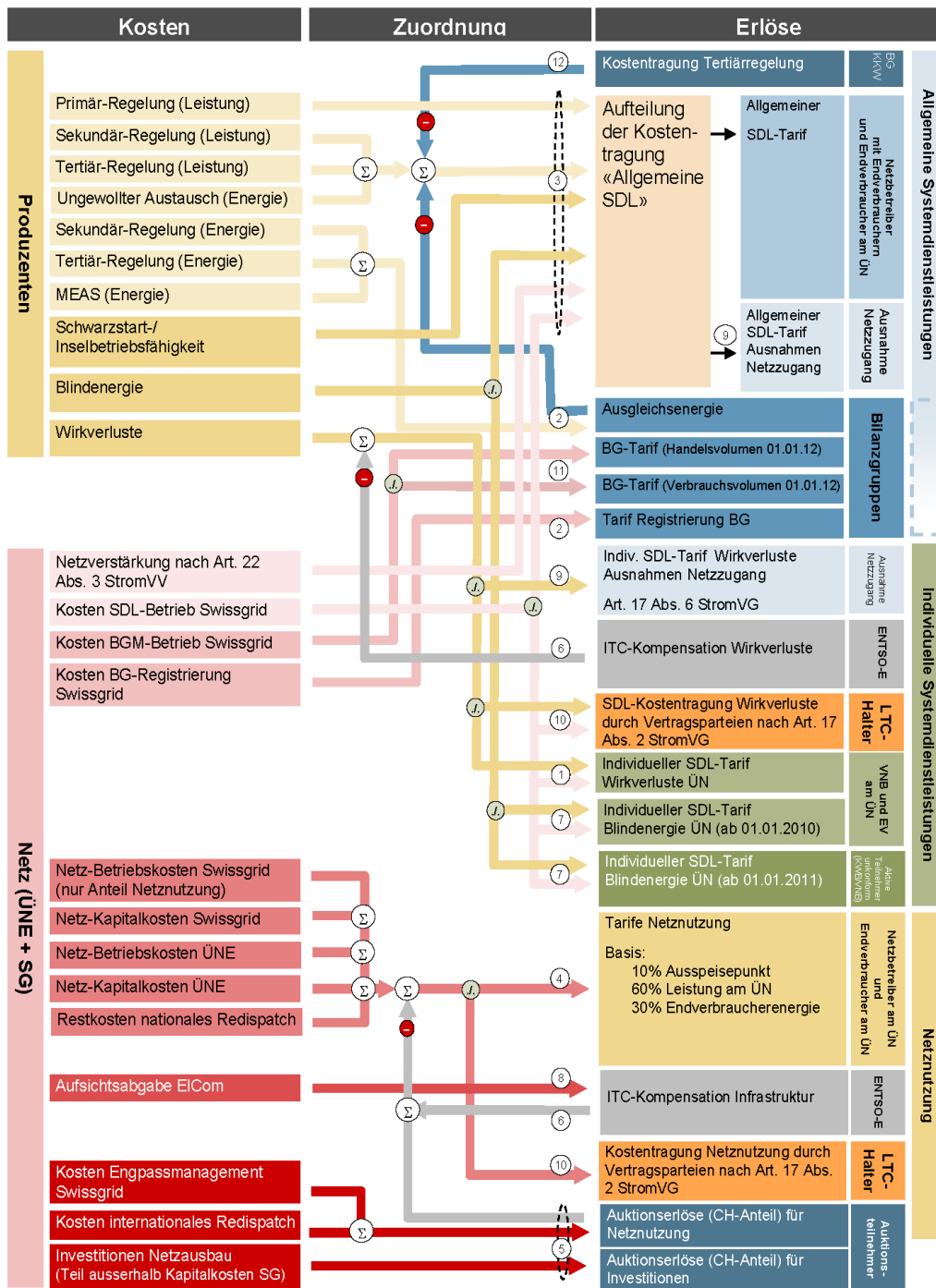
## **4. Zuordnung der anrechenbaren Kosten im Übertragungsnetz zu den Tarifelementen**

### **4.1. Kostenzuweisung**

- (1) Abbildung 2 zeigt die für die Tarife 2013 angewendete Zuordnung von anrechenbaren Kosten zu Tarifelementen. Durch gesetzliche und regulatorische Vorgaben können sich die Kosten- und Erlöszuordnungen ändern, weshalb jeweils die aktuell auf der Webseite der nationalen Netzgesellschaft aufgeschaltete Version gilt.

### **4.2. Deckungsdifferenzen aus Vorjahren**

- (1) Verbleiben der nationalen Netzgesellschaft nach Ablauf eines Geschäftsjahres Über- oder Unterdeckungen aus den Kosten und Einnahmen der Netznutzung, so werden diese im Rahmen der sogenannten periodenübergreifenden Saldierung i.d.R. in der bzw. den nächsten Tarifperiode(n) berücksichtigt.



### Gesetzliche Grundlagen

- |                                 |   |   |
|---------------------------------|---|---|
| 1 Art. 15 Abs. 1 Bst. a StromVV | 5 Art. 20 Abs. 1 StromVV                                      | 9 Art. 9 VAN (Ausnahme Netzzugang)              |
| 2 Art. 15 Abs. 1 Bst. a StromVV | 6 Art. 14 Abs. 2 und Abs. 3 StromVV                           | 10 Verfüg. ElCom Tarife ÜN 2010, Disp. Ziff. 12 |
| 3 Art. 15 Abs. 2 StromVV        | 7 Art. 15 Abs. 1 Bst. a StromVV Art. 15 Abs. 2 Bst. a StromVV | 11 Verfüg. ElCom Tarife ÜN 2011, Disp. Ziff. 6  |
| 4 Art. 15 Abs. 3 StromVV        | 8 Art. 28 StromVG   | 12 Verfüg. ElCom Tarife ÜN 2011, Disp. Ziff. 8  |

Abbildung 1: Zuordnung Kosten zu Tarifelementen am Beispiel der Tarife 2013

## 5. Kostenträger und Tarife

### 5.1. Direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Verteilnetzbetreiber und direkt angeschlossene Endverbraucher

#### 5.1.1. Tarifkomponenten

- |     |                  |                 |                                  |
|-----|------------------|-----------------|----------------------------------|
| (1) | Leistungstarif   | CHF/MW und Jahr | (Netto-Wirkleistung)             |
| (2) | Arbeitstarif     | Rp./kWh         | (Brutto-Wirkenergie)             |
| (3) | Fixer Grundtarif | CHF/AP p.a.     | (pro gewichtetem Anschlusspunkt) |

#### 5.1.2. Netznutzung

- (1) Zur Berechnung des Leistungs-, Arbeits- und fixen Grundtarifs werden zunächst die erwarteten anrechenbaren Kosten nach Abbildung 1 ermittelt. Hierzu wird im Jahre n für die Tarife des Jahres n+1 die Planung der nationalen Netzgesellschaft des Geschäftsjahres n+1 herangezogen. Die Aufteilung der verbleibenden anrechenbaren Kosten auf die einzelnen Tarife erfolgt auf Basis Art. 15 Bst. 3 StromVV zu 60% auf die Nettoleistung, zu 30% auf die endverbrauchte Energie (Bruttoenergie) und zu 10% auf den fixen Grundtarif. Hierbei wird auch eine allfällige Unter- resp. Überdeckung aus der Vergangenheit berücksichtigt (nicht pro Einzeltarif, sondern gesamthaft für die verbleibenden anrechenbaren Kosten).

##### 5.1.2.1. Leistungskomponente

- a) Massgebender Leistungswert
- (1) Der massgebende Leistungswert eines direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreibers ist die monatliche Höchstleistung in Bezugsrichtung vermindert um die viertelstündlichen Leistungen der dem Verteilnetzbetreiber und dessen Anschlusspunkten am Übertragungsnetz zugeordneten Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken und des Eigenbedarfes von Kraftwerken, sofern sie von den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreibern der nationalen Netzgesellschaft gemeldet werden. Der genaue Prozess ist im Metering Code MC – CH beschrieben.
- (2) Der massgebende Leistungswert eines direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchers ist dessen monatliche Höchstleistung in Bezugsrichtung.
- (3) Die Höchstleistung ist definiert als höchster, während eines Monats gemessener 1/4h-Leistungsmittelwert pro Anschlusspunkt. Bei mehreren Anschlusspunkten eines Verteilnetzbetreibers oder Endverbrauchers basiert die Verrechnung auf der viertelstündlichen saldiereten Höchstlast der gleichzeitig unter Berücksichtigung der Vorzeichen gemessenen Anschlusspunkte, wenn folgende Voraussetzungen kumulativ erfüllt sind:
- Für alle betroffenen Netzanschlusspunkte am Übertragungsnetz ist für die Netznutzung und betrieblichen Belange im Sinne von StromVG und StromVV ein einziger Verteilnetzbetreiber als Vertrags- und Ansprechpartner Netzebene 2 zu bezeichnen. Die Eigentumsverhältnisse bei den Netzanlagen sind nicht massgebend.
  - Die Netze der nächsten ungeraden Netzebene müssen im Normalbetrieb verbunden betrieben sein.
  - Betrieblich kurzzeitige Auftrennungen sind möglich, müssen aber die Ausnahme sein. Ein gemeinsamer Netzbetrieb dieser nachgelagerten Netze ist keine Voraussetzung.
  - Die technisch-betrieblichen Vorgaben der nationalen Netzgesellschaft müssen zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden. Bestehende abweichende Regelungen werden nach Inkrafttreten dieser Bestimmungen angepasst.
- (4) Unabhängig davon gilt das mit der Frequenz 16.7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebene Übertragungsnetz der schweizerischen Eisenbahnen als Endverbraucher im Sinne gemäss Art. 1 Abs. 3 StromVV. Seine mit dem 50 Hz-Übertragungsnetz verbundenen Anschlusspunkte gelten als ein einziger Anschlusspunkt.
- (5) Bezugspunkt für die Leistungsmessung ist der Anschlusspunkt an das Übertragungsnetz auf der Oberspannungsseite der Transformierung. Bei einer Messung auf der Unterspannungsseite ist eine verursachungsgerechte Korrektur vorzunehmen. Bei Neubauten und nach Um-

bauten muss die Messung immer überspannungsseitig erfolgen. Dies ist in der Richtlinie „Anforderung an die Energiezählung im Übertragungsnetz“ beschrieben, die auf der Webseite der nationalen Netzgesellschaft jeweils in der aktuellen Version abgelegt ist.

b) Tarifiermittlung Leistungskomponente

- (1) Für die Bildung des Leistungstarifs wird der entsprechende Kostenanteil (60% der verbleibenden anrechenbaren Kosten) durch die Summe aller für die Verrechnung der Leistungskomponente massgebenden Leistungswerte der direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreiber und direkt angeschlossenen Endverbraucher dividiert.
- (2) Im Jahr n werden die massgebenden Leistungswerte für das Jahr n+1 aus Daten aus dem Jahr n-1 unter Beachtung der u.a. konjunkturellen Entwicklung sowie der Verbrauchs- und Netzentwicklung prognostiziert.

c) Verrechnung des Leistungstarifs

- (1) Für die Verrechnung des Leistungstarifs wird der massgebende Leistungswert anhand der monatlichen Messwerte ermittelt und mit einem Zwölftel des Jahresleistungstarifs multipliziert.

### 5.1.2.2. Arbeitskomponente

a) Massgebende Energiemenge

- (1) Massgebende Energiemenge für die Netznutzung am Übertragungsnetz ist die Bruttoenergie (totale Bruttolastgangsumme (BLS/T)). Sie wird ermittelt als die elektrische Energie, die von den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wird. Hierzu gehört auch die Energie, die aus dem 50 Hz-Netz in Netze anderer Frequenz ausgespeist wird.
- (2) Bei der Bestimmung der Bruttoenergie werden ebenfalls die viertelstündlichen Lastgangwerte der den Verteilnetzbetreibern zugeordneten Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken und die Eigenbedarfe von Kraftwerken berücksichtigt, sofern sie den am Prozess der Bruttolastgangsumme beteiligten Verteilnetzbetreibern gemeldet werden. Der genaue Prozess ist im Metering Code MC – CH beschrieben.

b) Tarifiermittlung Arbeitskomponente

- (1) Für die Bildung des Arbeitstarifs wird der entsprechende Kostenanteil (30% der verbleibenden anrechenbaren Kosten) durch die jährliche endverbrauchte Energie in der schweizerischen Regelzone dividiert.
- (2) Im Jahr n wird der massgebende Energiewert für das Jahr n+1 aus Daten aus dem Jahr n-1 unter Beachtung der u.a. konjunkturellen Entwicklung sowie der Verbrauchs- und Netzentwicklung prognostiziert.

c) Verrechnung des Arbeitstarifs

- (1) Die Verrechnung erfolgt entsprechend der von jedem direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreiber gemeldeten Bruttolastgangsumme resp. der von den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern bezogenen Energie.

### 5.1.2.3. Fixe Grundkomponente

a) Tarifiermittlung fixe Grundkomponente

- (1) Zur Bestimmung des fixen Grundtarifs wird der entsprechende Kostenanteil (10% der verbleibenden anrechenbaren Kosten) durch die gesamte Anzahl der gewichteten Anschlusspunkte dividiert. Hierzu werden die jeweiligen berechneten gewichteten Anschlusspunkte des Jahres n-1 unter Beachtung der u.a. konjunkturellen Entwicklung sowie der Netzentwicklung von der nationalen Netzgesellschaft aufsummiert und der entsprechende obige Kostenanteil durch diese geteilt.

b) Verrechnung des fixen Grundtarifs



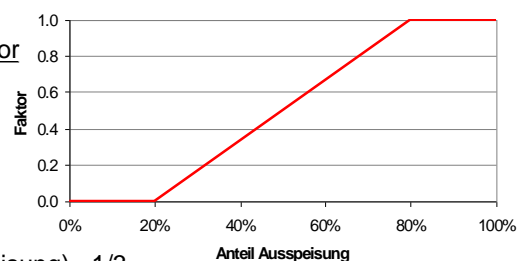
(1) Die Verrechnung des fixen Grundtarifs erfolgt in Abhängigkeit der Anzahl gewichteter Anschlusspunkte. Die Gewichtung der einzelnen Anschlusspunkte erfolgt in Abhängigkeit von Ausspeisemenge und Gesamtenergiefluss pro Ausspeisepunkt (Summe der Beträge von Ein- und Ausspeisung). Dadurch kann eine unverhältnismässige finanzielle Belastung von Anschlusspunkten, die hauptsächlich für die Produktion gebaut und nur wenigen nachgelagerten Endverbrauchern dienen, vermieden werden. Als Anschlusspunkt wird dabei der Ort der Energieübergabe des Übertragungsnetzes in ein Verteilnetz resp. zu einem Endverbraucher bezeichnet. Befinden sich in einer Schaltanlage (Unterwerk) mehrere Messpunkte, sind diese gemäss EICom-Verfügung vom 23. Januar 2009 (952-08-005) einzeln als eigenständige Ausspeisepunkte (Anschlusspunkte) zu betrachten und abzurechnen.

(2) Die EICom-Verfügung zur Interpretation des Anschlusspunktes (952-08-005, Absatz III Punkt 1 des Dispositivs) schafft für die Netzanschlussnehmer (Transformationen) am Übertragungsnetz kommerzielle Anreize, welche einem zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb zuwiderlaufen. Durch die Benennung der einzelnen Transformierungspfade als Anschlusspunkte anstelle des Unterwerks, werden bei Ersatz- oder Neuinvestitionen in Anschlussbauten die Anzahl der Transformationen kostenoptimiert minimiert (d.h. im Normalfall noch 1 Trafo). Auch dauernde Auftrennungen der Netzverbindungen einzelner Transformatoren wegen durchschnittlich tiefen Belastungen können die Folge sein. Diese Handlungsweisen könnten über Jahrzehnte zu einer beträchtlichen Reduktion der Redundanzen (Aufhebung der n-1-Sicherheit auf Netzebene 2 durch Reduktion der Transformationen von i.d.R. zwei auf einen) und damit zu einer Reduktion der Versorgungssicherheit führen. Da pro Unterwerk zudem durchschnittlich zwei Transformatoren, also heute zwei Anschlusspunkte, installiert sind, würde der Systemwechsel vom Trafo zum Unterwerk als Anschlusspunkt die Verteilnetzbetreiber nur unwesentlich anders belasten (entsprechende Sensitivitätsanalysen wurden durch die nationale Netzgesellschaft erstellt). Es wäre zu begrüssen, wenn bei entsprechenden Verfügungen Anreize zur Förderung der Versorgungssicherheit und –verfügbarkeit im Vordergrund stehen würden.

(3) Der für die Verrechnung notwendige gewichtete Grundtarif ergibt sich aus der Multiplikation des fixen Grundtarifs mit dem sogenannten Korrekturfaktor K (K-Faktor). Der K-Faktor ist immer anschlusspunktbezogen und wird pro Anschlusspunkt ermittelt.

(4) Der K-Faktor bestimmt sich generell gemäss folgendem Zusammenhang aus dem Verhältnis der anschlusspunktbezogenen Ausspeiseenergie pro Zeiteinheit zur Summe aus den Beträgen der Ausspeiseenergie und Einspeiseenergie pro Zeiteinheit. Die EICom-Verfügung vom 23. Januar 2009 (952-08-005) bestätigt die Anwendung und die generelle Definition des K-Faktors.

Anteil Ausspeisung	Korrekturfaktor
Ausspeisung > 80% vom Gesamtenergiefluss	1
Ausspeisung < 20% vom Gesamtenergiefluss	0
Ausspeisung $\geq 20\% \leq 80\%$	Formel



Formel:  $K\text{-Faktor} = \frac{5}{3} \cdot \frac{\text{Ausspeisung}}{\text{Ausspeisung} + \text{Einspeisung}} - \frac{1}{3}$

(5) Durch Berücksichtigung der Eigenbedarfsenergie von Kraftwerken und Pumpenergie in Pumpspeicherkraftwerken wird sichergestellt, dass diese keinen Einfluss auf den K-Faktor und damit auf die Kosten eines Verteilnetzes aus der Grundkomponente haben. Die Bestimmung der K-Faktoren unter Berücksichtigung von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken und von Eigenbedarf von Kraftwerken ist im Anhang dargestellt.

(6) Die konkrete Bestimmung des K-Faktors eines Anschlusspunktes erfolgt in einem rollenden Verfahren monatlich nach Ablauf des Bezugsmonates. Der Vorteil dieses Abrechnungssystems liegt darin, dass keine Abschätzungen auf Basis von Vergangenheitswerten notwendig sind, die Abrechnung gegenwartsbezogen umgesetzt und somit auch diese Komponente wie die anderen Komponenten der Netznutzung sowie der Systemdienstleistungen monatlich nach Ablauf des entsprechenden Monats abgerechnet werden kann. Das rollierende Verfahren wird ebenfalls im Detail im Anhang dargestellt.

- (7) Bei einem neuen Anschlusspunkt wird der K-Faktor ab dem ersten ganzen auf den Kalendermonat mit dem ersten erfolgten Energiefluss über den Anschlusspunkt folgenden Kalendermonat berechnet und in Rechnung gestellt. Bei stillgelegten Anschlusspunkten wird noch der letzte angebrochene Monat in Rechnung gestellt.

#### 5.1.2.4. Behandlung von Notanschlüssen am Übertragungsnetz und dauerhaft vom Übertragungsnetz getrennten inaktiven Anschlüssen<sup>4</sup>

- (1) Für jeden Notanschluss wird jeweils der fixe Grundtarif erhoben.
- (2) Ein Netzanschluss/Transformator Netzebene 2 unterliegt nicht der Verrechnung des fixen Grundtarifs, wenn der Verteilnetzbetreiber oder der Endverbraucher bei der nationalen Netzgesellschaft die Öffnung des Anschlusses beantragt, und ihn dauerhaft vom Übertragungsnetz trennt und der nationalen Netzgesellschaft als inaktiv meldet. In diesem und nur in diesem Fall wird kein fixer Grundtarif erhoben.
- (3) Im Einsatzfall (Einschalten) entstehende Kosten werden vom Verteilnetzbetreiber oder Endverbraucher übernommen. Dies sind konkret die Netznutzung (Arbeits- und Leistungstarif für Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher (der Grundtarif ist jederzeit geschuldet, solange das Ausschlusskriterium entsprechend dem vorhergehenden Abschnitt für den Grundtarif nicht zutrifft)), die individuellen Systemdienstleistungen (wie z.B. Blindenergie und Wirkverluste) sowie allenfalls allgemeine Systemdienstleistungen und gesetzliche Zuschläge auf die Kosten des Übertragungsnetzes.
- (4) Entstehen dem Übertragungsnetzbetreiber durch das Zu- oder Abschalten eines Notanschlusses am Übertragungsnetz zusätzliche Kosten, so kann er diese dem Verteilnetzbetreiber oder Endverbraucher individuell in Rechnung stellen.

### 5.1.3. Individuelle Systemdienstleistungen

#### 5.1.3.1. Tarifkomponenten

- |     |                                     |           |                     |
|-----|-------------------------------------|-----------|---------------------|
| (1) | Wirkverluste                        | Rp./kWh   | (Netto-Wirkenergie) |
| (2) | Blindenergie für aktive Teilnehmer  | Rp./kvarh | (Blindenergie)Z     |
| (3) | Blindenergie für passive Teilnehmer | Rp./kvarh | (Blindenergie)      |

#### 5.1.3.2. Wirkverlusttarif

- a) Massgebende Energiemenge
- (1) Die monatliche Abrechnung für die individuelle SDL (indiv. SDL) Wirkverluste erfolgt auf Basis der von einem Verteilnetzbetreiber (unter Abzug von Pumpen in Pumpspeicherwerken und des Eigenbedarfes von Kraftwerken) resp. Endverbraucher bezogenen Netto-Energie. Hierbei gilt die zeitgleich gemessene und saldierte Energie über alle Anschlusspunkte eines Verteilnetzbetreibers oder Endverbrauchers (vgl. Metering Code MC - CH).
- b) Tarifiermittlung Wirkverluste
- (1) Die Wirkverluste im Übertragungsnetz werden gem. Art. 15 Abs. 1 Bst. a StromVV den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreibern und Endverbrauchern in Rechnung gestellt. Für die Bestimmung des Wirkverlusttarifs werden die von der nationalen Netzgesellschaft auf Basis von Kostenprognosen sowie Über- und Unterdeckung aus der Vergangenheit prognostizierten anteiligen Kosten durch die insgesamt über alle Anschlusspunkte prognostizierte bezogene Energie dividiert. Hierbei werden bei Verteilnetzbetreibern - wie bei der Leistungskomponente beschrieben - zugeordnete Pumpen in Pumpspeicherwerken und Eigenbedarf von Kraftwerken berücksichtigt.
- c) Verrechnung der Wirkverluste

<sup>4</sup> Werden zu einem späteren Zeitpunkt weitere Anschlussarten am Übertragungsnetz definiert, wird dieser Abschnitt bzgl. der Kostentragung angepasst. Hierzu gilt Punkt 6 des Abschnittes „Anwendungsbereich des Dokumentes“.

- (1) Für die Verrechnung des Wirkverlusttarifs werden die massgebenden Wirkverluste anhand der monatlichen Messwerte ermittelt und monatlich den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreibern und direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern in Rechnung gestellt.

### 5.1.3.3. Blindenergietarif

- (1) Beim Blindenergieaustausch mit dem Übertragungsnetz wird grundsätzlich zwischen aktiven und passiven Teilnehmern an der Spannungshaltung unterschieden.
  - a) Massgebende Energiemenge
    - (1) Zu den passiven Teilnehmern zählen generell alle Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher mit Anschlüssen am Übertragungsnetz. Passive Teilnehmer sollten ein Interesse daran haben, ein möglichst rückwirkungsfreies Verhalten in Bezug auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetz zu erreichen. Es wird dabei zwischen Austauschmengen grösser oder kleiner einem festgelegten Leistungsfaktor (0.9 für 2012) und der Blindenergiemenge innerhalb oder ausserhalb der Grenzen eines kostenfreien Blindenergiebandes unterschieden.
    - (2) Aktive Teilnehmer sind alle direkt ans Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke sowie diejenigen direkt ans Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher, die sich explizit dafür anmelden und die entsprechenden Voraussetzungen erfüllen. Die Lieferung von anforderungskonformer Blindenergie wird den aktiven Teilnehmern an der Spannungshaltung über einen Vergütungssatz entschädigt. Aktive Teilnehmer unterstützen das Übertragungsnetz, indem sie den Blindenergieaustausch mit dem Übertragungsnetz entsprechend den Soll-Spannungsvorgaben der nationalen Netzgesellschaft einstellen. Trägt der Blindenergieaustausch zum Erreichen der vorgegebenen Soll-Spannung bei, handelt es sich um anforderungskonformen Blindenergieaustausch. Im gegensätzlichen Fall handelt es sich um nicht-anforderungskonformen Austausch mit dem Übertragungsnetz.
    - (3) Neben den prognostizierten Kosten wird auch eine allfällige Unter- resp. Überdeckung aus der Vergangenheit berücksichtigt. Die gesamten Spannungshaltungs-/ Blindenergiekosten werden gemäss Art. 15 Abs. 1 Bst. a StromVV und gemäss Art. 15 Abs. 2 Bst. a StromVV teils den indiv. SDL-Tarifen Blindenergie (für passive und aktive Teilnehmer) und teils den allgemeinen Systemdienstleistungskosten angelastet.
  - b) Tarifiermittlung Blindenergie
    - (1) Die nationale Netzgesellschaft legt das Verrechnungsmodell unter Berücksichtigung der betrieblichen Aspekte fest und verrechnet die Blindenergietarife den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreibern, Endverbrauchern und Erzeugern.
  - c) Verrechnung der Blindenergie
    - (1) Die Abrechnung erfolgt monatlich auf Basis der tatsächlich ermittelten Blindenergiebezüge und -lieferungen. Dabei werden Blindenergieflüsse über Anschlusspunkte hinweg nur dann viertelstündlich saldiert, wenn die entsprechenden Anschlusspunkte in der gleichen Schaltanlage auch beide zum selben Teilnehmer und die Anschlusspunkte oberspannungsseitig zum selben Übertragungsnetzteil führen (also zum 380 kV- oder 220 kV-Übertragungsnetzteil). Bestehen andere Netzkonfigurationen, so erfolgt die Abrechnung immer getrennt pro Anschlusspunkt am Übertragungsnetz.

## 5.2. Alle Verteilnetzbetreiber sowie direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Endverbraucher mit und ohne Eigenproduktion

### 5.2.1. Tarifkomponenten

- |     |   |         |                      |
|-----|---|---------|----------------------|
| (1) | Allgemeine SDL                          | Rp./kWh | (Brutto-Wirkenergie) |
| (2) | Zuschläge (zzt. KEV und Gewässerschutz) | Rp./kWh | (Brutto-Wirkenergie) |

### 5.2.2. Allgemeine SDL

#### 5.2.2.1. Massgebende Energiemenge

- (1) Massgebende Energiemenge für die allgemeine SDL (allg. SDL) am Übertragungsnetz ist die Bruttoenergie (BLS/EN gemäss Metering Code MC – CH). Sie wird ermittelt als die elektrische Energie, die von den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wird. Hierzu gehört auch die Energie, die unabhängig von der Spannungsebene aus dem 50 Hz-Netz in Netze anderer Frequenz ausgespeist wird. Gemäss ECom-Verfügung vom 30. Oktober 2008 (952-08-017) ist die Energiemenge auf Basis der gesamten Regelzone der nationalen Netzgesellschaft zu ermitteln.

#### 5.2.2.2. Tarifiermittlung der allgemeinen SDL

- (1) Über den allg. SDL-Tarif werden die Kosten für Primärregelung, Wirkleistungsvorhaltung für Sekundär- und Tertiärregelung sowie Schwarzstart-/ Inselbetriebsfähigkeit, Anteil Blindenergie für Spannungshaltung (soweit nicht über den Blindenergietarif gedeckt) sowie Systemkoordination abzüglich der Überschüsse aus der Ausgleichsenergie-Abrechnung, welche nicht zur Deckung der Kosten für die Regelernergie verwendet werden, gedeckt.
- (2) Allfällige Kosten oder Erlöse aus den zu liefernden oder zu beziehenden Fahrplänen zur Kompensation ungewollter TSO-Austausche gemäss ENTSO-E-Regeln werden ebenfalls über die allg. SDL umgelegt. Zudem werden die von der ECom verfügbaren Kosten für Netzverstärkungen nach Art. 7, 7a und 7b EnG gemäss Art. 15 Abs. 2 Bst. b StromVV über die allg. SDL verrechnet. Ebenso werden allfällige Über- und Unterdeckungen aus der Vergangenheit berücksichtigt.
- (3) Im Jahr n wird der massgebende Energiewert für das Jahr n+1 aus Daten aus dem Jahr n-1 unter Beachtung der u.a. konjunkturellen Entwicklung, der Verbrauchs- und Netzentwicklung sowie der über Merchant Lines ausgespiessenen Energiemenge prognostiziert.
- (4) Die gesamten von der nationalen Netzgesellschaft prognostizierten Kosten für die allg. SDL werden für die konkrete Berechnung des allg. SDL-Tarifs durch die gesamte in der Regelzone der nationalen Netzgesellschaft endverbrauchte Energie dividiert.

#### 5.2.2.3. Verrechnung der allgemeinen SDL

- (1) Die Verrechnung der allg. SDL erfolgt gemäss Art. 15 Abs. 2 Bst. a StromVV durch die nationale Netzgesellschaft monatlich direkt an die Verteilnetzbetreiber mit Endverbrauchern auf Basis der von ihnen gemeldeten monatlichen „Bruttolastgangsumme eigenes Netz“ (BLS/EN gemäss Metering Code MC – CH).

### 5.2.3. Gesetzliche Zuschläge auf die Kosten des Übertragungsnetzes

- (1) Zuschläge sind Kosten aufgrund gesetzlicher Bestimmungen, welche die nationale Netzgesellschaft zusätzlich zur Netznutzung weiterverrechnen muss.
- (2) Der Bundesrat legt gemäss Art. 3j Abs. 2 EnV den Zuschlag gemäss Art. 15b Abs. 1 EnG auf die Übertragungskosten des Hochspannungsnetzes fest (KEV, Gewässerschutz und allfällige weitere).
- (3) Diesen Zuschlag verrechnet die nationale Netzgesellschaft gemäss Art. 15 Abs. 2 Bst. c StromVV monatlich allen Verteilnetzbetreibern sowie den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern entsprechend der endverbrauchten elektrischen Energie (Brutto-Energie) weiter. Hier ist gemäss ECom-Verfügung vom 30. Oktober 2008 (952-08-

017) das Territorialitätsprinzip anzuwenden. D.h., dass hierfür die endverbrauchte Energie auf schweizerischem Staatsgebiet zu berücksichtigen ist.

- (4) Der Verteilnetzbetreiber kann diese Kosten in einer separaten Position der Netznutzungsabrechnung auf seine Endverbraucher überwälzen.
- (5) Zuschläge auf die Übertragungskosten des Hochspannungsnetzes sind gemäss Art. 12 Abs. 2 StromVG von den Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen gesondert auszuweisen.

#### 5.2.4. Debitorenverluste

- (1) Debitorenverluste für allg. SDL und KEV, welche z.B. aufgrund eines in Konkurs gegangenen Endverbrauchers entstehen, sind von den Verteilnetzbetreibern gemäss EICom-Verfügung vom 15. Dezember 2011 (943-11-006) zu tragen. Ausfälle können die betroffenen Netzbetreiber über die Deckungsdifferenzen in seine Tarife einrechnen und damit an seine Endverbraucher weitergeben.
- (2) Analog zu dieser EICom-Verfügung wird mit dem Zuschlag aus dem Gewässerschutz sowie allfälligen weiteren Zuschlägen auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze gemäss Art. 15b Abs. 1 EnG verfahren.

#### 5.3. Bilanzgruppen

- (1) Die Grundsätze des Bilanzmanagements enthält das Schlüsseldokument Balancing Concept Schweiz BC – CH. Der Bilanzgruppenausgleich wird im Rahmen des Bilanzgruppenmanagements separat und verursachergerecht zwischen den Bilanzgruppenverantwortlichen und der nationalen Netzgesellschaft verrechnet.
- (2) Regeln zu Modellgestaltung, Preisstellung und Verrechnung sind nicht Bestandteil des vorliegenden Dokuments "Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz". Auf der Webseite der nationalen Netzgesellschaft stehen hierzu jeweils die aktuellen Informationen zur Verfügung.

#### 5.4. Ausnahmen vom Netzzugang (Merchant Lines)

- (1) Merchant Lines (ML) sind grenzüberschreitende Übertragungsleitungen im temporären privaten Eigentum mit einer speziellen Betriebs- und Nutzungsbewilligung gemäss EICom-Verfügungen zu Merchant Lines und sind Teil des Übertragungsnetzes. Die Basis hierfür bildet die Verordnung des UVEK über Ausnahmen vom Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz (VAN) vom 3. Dezember 2008 (734.713.3).

##### 5.4.1. Tarifkomponenten

- |     |                |                                       |               |
|-----|----------------|---------------------------------------|---------------|
| (1) | Allgemeine SDL | Rp./kWh                               | (Wirkenergie) |
| (2) | Wirkverluste   | Rp./kWh                               | (Wirkenergie) |
| (3) | Blindenergie   | <i>(noch offen, hängig bei EICom)</i> |               |

##### 5.4.2. Allgemeine SDL sowie individuelle SDL Wirkverluste und Blindenergie

- (1) Für sogenannte Ausnahmen vom Netzzugang wurde die Kostentragung für allg. SDL als auch für indiv. SDL Wirkverluste im Übertragungsnetz gemäss Art. 9 VAN festgelegt. Die Bemessungsgrösse für die Kostentragung der indiv. SDL Blindenergie wird von der EICom festgelegt.

#### 5.5. Inhaber von Langfristverträgen (LTC-Halter)

##### 5.5.1. Akonto-Verrechnungssätze

- |     |              |         |               |
|-----|--------------|---------|---------------|
| (1) | Netznutzung  | Rp./kWh | (Wirkenergie) |
| (2) | Wirkverluste | Rp./kWh | (Wirkenergie) |

### 5.5.2. **Netznutzung und individuelle SDL Wirkverluste**

- (1) Im „ITC Clearing and Settlement Agreement“ werden die ITC-Erlöse der nationalen Netzgesellschaft seit 2010 gekürzt. Die Kürzung erfolgt auf Basis von genutzten, nicht marktbasierend vergebenen (reservierten) Kapazitäten eines Landes.
- (2) Diese Mindereinnahmen werden nach ECom-Verfügung<sup>5</sup> vom 4. März 2010 (952-09-131) und Art. 15 Abs. 1 Bst. c StromVV den Haltern von Langfristverträgen (Long Term Contract; Art. 17 Abs. 2 StromVG) verrechnet. Dies geschieht in Form eines Akonto-Verrechnungssatzes und wird zur Deckung der Kosten der internationalen Netznutzung verwendet.
- (3) Nach Ablauf des Kalenderjahres und Kenntnis der tatsächlich erfolgten Kürzung werden die Abrechnungen unter Berücksichtigung der Akonto-Zahlungen an die nationale Netzgesellschaft finalisiert.

## 5.6. **Grenzüberschreitende Verteilnetzbetreiber**

### 5.6.1. **Pflichten von Betreibern grenzüberschreitender Verteilnetze**

- (1) Grundsätzlich ist das Territorialitätsprinzip anzuwenden. Das heisst, dass die gesetzlichen Regelungen der jeweiligen Länder anzuwenden sind.
- (2) Für Verteilnetze mit Endverbrauchern ausserhalb der schweizerischen Landesgrenze, die ausschliesslich über die Schweizer Regelzone versorgt werden, hat die ECom in ihrer Verfügung vom 30. Oktober 2008 (952-08-017) festgehalten, dass auch vom Verteilnetzbetreiber für den Netzteil auf ausländischem Boden Netznutzungskosten und Systemdienstleistungen nach Massgabe der schweizerischen Gesetzgebung zu bezahlen resp. zu erheben sind. Dies gilt bezüglich Preisstruktur und Höhe. Zuschläge auf die Kosten des Übertragungsnetzes (KEV, Gewässerschutz etc.) gemäss Art. 15 Abs. 2 Bst. c StromVV dürfen dem Verteilnetzbetreiber hingegen nur entsprechend dem Endverbrauch der Schweizer Endverbraucher verrechnet werden.
- (3) Für Verteilnetze mit Endverbrauchern innerhalb der schweizerischen Landesgrenze, die ausschliesslich über eine ausländische Regelzone versorgt werden, bedeutet dies, dass auch vom Verteilnetzbetreiber für den Verteilnetzteil auf schweizerischem Boden Netznutzungskosten und Systemdienstleistungen nach Massgabe der ausländischen Gesetzgebung zu bezahlen resp. zu erheben sind. Dies gilt bezüglich Preisstruktur und Höhe. Zuschläge auf die Kosten des Übertragungsnetzes (KEV, Gewässerschutz etc.) gemäss Art. 15 Abs. 2 Bst. c StromVV dürfen hingegen an diesen Verteilnetzbetreiber entsprechend dem Verbrauch der Schweizer Endverbraucher verrechnet werden.

### 5.6.2. **Ausspeisungen aus dem Übertragungsnetz in Verteilnetze mit einer grenzüberschreitenden Leitung**

- (1) Merchant Lines bilden betreffend Netzzugang und Netznutzung der Netzebene 1 eine Ausnahme. Betreffend Nutzungsbedingungen des Übertragungsnetzes gelten für die Eigentümer von Merchant Lines für die Dauer der Ausnahmeregelung spezielle mit der Bewilligung der ECom vereinbarte Bedingungen.
- (2) Allenfalls durch die Merchant Lines involvierte Verteilnetzbetreiber sollen dabei durch den Betrieb der Merchant Lines weder finanziell bevorteilt noch benachteiligt werden.

---

<sup>5</sup> Diese ECom-Verfügung ist zum Zeitpunkt der Endredaktion des NNMÜ – CH 2013 noch nicht rechtskräftig, da mehrere Parteien beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerde erhoben haben. Zur späteren Aktualisierung gilt Punkt 6 des Abschnittes „Anwendungsbereich des Dokumentes“.

## 6. Rechnungsstellung

### 6.1. Grundsätze

- (1) Die Abrechnung der Tarife, Zuschläge und Vergütungssätze erfolgt immer monatlich. Die einzelnen Artikel wie z.B. Leistungs-, Arbeits- und Grundkomponente werden auf der Rechnung transparent ausgewiesen (Art. 12 Abs. 2 StromVG).
- (2) Die Abrechnung der Beiträge der LTC-Halter kann prozessbedingt erst nach Kenntnis der Kürzung der ITC-Erlöse im Folgejahr abgeschlossen werden. Bis zu diesem Zeitpunkt werden den LTC-Haltern Akonto-Rechnungen auf Basis von Akonto-Verrechnungssätzen gestellt<sup>6</sup>.
- (3) Die Behandlung von nachträglichen Korrekturen von Energiedaten wird im Metering Code beschrieben.

### 6.2. Veröffentlichungspflichten in Zusammenhang mit der Rechnungsstellung

- (1) Die nationale Netzgesellschaft muss die Tarife für die Netznutzung, die Jahressumme der Netznutzungsentgelte sowie die gesamten Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen jeweils bis 31. August eines jeden Jahres veröffentlichen (Art. 12 Abs. 1 StromVG und Art. 10 StromVV).
- (2) Zur Gewährleistung der Veröffentlichungspflichten der Verteilnetzbetreiber ebenfalls bis zu diesem Termin werden die Tarife sowie die Verrechnungs- und Vergütungssätze der nationalen Netzgesellschaft entsprechend NNMV – CH früher veröffentlicht.

---

<sup>6</sup> Die zugrundeliegende ECom-Verfügung vom 4. März 2010 (952-09-131) ist zum Zeitpunkt der Endredaktion des NNMÜ – CH 2013 noch nicht rechtskräftig, da mehrere Parteien beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerde erhoben haben. Zur späteren Aktualisierung gilt Punkt 6 des Abschnittes „Anwendungsbereich des Dokumentes“.

## 7. Anhang

### 7.1. Bestimmung des K-Faktors

- (1) Der K-Faktor ist immer anschlusspunktbezogen und wird deshalb pro Anschlusspunkt ermittelt. Der für die Verrechnung notwendige gewichtete Grundtarif ergibt sich aus der Multiplikation des fixen Grundtarifs mit dem sogenannten Korrekturfaktor K.
- (2) Dieser K-Faktor bestimmt sich letztendlich aus dem Verhältnis des anschlusspunktbezogenen resultierenden Betrags der Ausspeiseenergie pro Zeiteinheit zur Summe aus den Beträgen der Ausspeiseenergie und Einspeiseenergie pro Zeiteinheit. Hierbei werden Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken und Eigenbedarf von Kraftwerken in dem relevanten Verteilnetz und allenfalls unterlagerten Verteilnetzen berücksichtigt.

$$K - \text{Faktor} = \begin{cases} 0, & \frac{E_A}{E_A + E_E} < 0.2 \\ \frac{5}{3} \frac{E_A}{E_A + E_E} - \frac{1}{3}, & 0.2 \leq \frac{E_A}{E_A + E_E} \leq 0.8 \\ 1, & \frac{E_A}{E_A + E_E} > 0.8 \end{cases}$$

- (3) Die Bestimmung der notwendigen Ein- und Ausspeiseenergiemengen  $E_A$  und  $E_E$  erfolgt, indem von den viertelstündlich saldiert gemessenen Energiewerten am Anschlusspunkt die entsprechende viertelstündliche Pumpenergie von zugeordneten Pumpspeicherwerken und zugeordnete viertelstündliche Eigenbedarfsenergie von Kraftwerken abgezogen wird. Alle sich daraus ergebenden viertelstündlichen Energiewerte grösser Null zählen zur relevanten Ausspeiseenergie  $E_A$  und die sich ergebenden viertelstündlichen negativen Energiewerte zählen zur relevanten Einspeiseenergie  $E_E$ .
- (4) Generell werden im rollierenden Verfahren immer die letzten 12 Kalendermonate als Zeiteinheit herangezogen. Die Rechnungstellung erfolgt dabei immer nach dem letzten abgelaufenen Monat.
- (5) Kommt hingegen ein neuer Anschlusspunkt hinzu, so erfolgt im ersten Monat  $m$  mit dem ersten Energiefluss über diesen Anschlusspunkt generell noch keine Verrechnung der Grundkomponente.
- (6) Erst ab dem **ersten vollständigen Kalendermonat**  $m+1$  nach dem Monat mit dem ersten Energiefluss über den Anschlusspunkt erfolgt eine Verrechnung. Für diesen Monat  $m+1$  bestimmt sich der K-Faktor aus der berechneten Ausspeiseenergie  $E_A$  und der Einspeiseenergie  $E_E$  des gesamten Monats  $m+1$ .
- (7) Für den **zweiten vollständigen Kalendermonat** nach dem Monat mit erstmaligem Energiefluss über den Anschlusspunkt (Monat  $m+2$ ) bestimmt sich der K-Faktor aus der berechneten Ausspeiseenergie  $E_A$  und der Einspeiseenergie  $E_E$  aus den Monaten  $m+1$  und  $m+2$ . Der bereits verrechnete gewichtete Grundtarif des vorausgegangenen Monats  $m+1$  bleibt unverändert.
- (8) Für den **dritten bis und mit elften vollständigen Kalendermonat** nach dem Monat mit dem ersten Energiefluss über diesen Anschlusspunkt (Monate  $m+3$  bis und mit  $m+11$ ) wird der jeweilige K-Faktor analog bestimmt. Die bereits verrechneten gewichteten Grundtarife der vorangegangenen Monate  $m+1$  bis und mit  $m+10$  bleiben unverändert.
- (9) Für den zwölften und folgenden vollständigen Kalendermonat nach dem Monat mit dem ersten Energiefluss über diesen Anschlusspunkt (Monate  $m+12$  und folgend) bestimmt sich der K-Faktor dieses jeweiligen Bezugsmonats in einem rollierenden Verfahren aus der berechneten Ausspeiseenergie  $E_A$  und der Einspeiseenergie  $E_E$  aus den jeweils letzten 11 Monaten und eben diesem Bezugsmonat. Die bereits verrechneten gewichteten Grundtarife der vorangegangenen Monate bis und mit dem Monat vor dem Bezugsmonat bleiben unverändert.
- (10) Bei Wegfall eines Anschlusspunktes oder Änderung einer Zuordnung von Pumpen in Pumpspeicherwerken oder Zuordnung von Eigenbedarf von Kraftwerken während eines laufenden Monats erfolgt die Berücksichtigung bei der Bestimmung des K-Faktor bereits ab diesem Monat.
- (11) Die EICOM hat in der Vergangenheit für Sonderfälle K-Faktoren verfügt.



## 7.2. Zuordnung Sachinhalte zu den Quellen (gesetzliche Grundlagen, subsidiäre Lösungen)

	Grundlagen				
Inhalte	StromVG/StromVV	EICom	BVGer/BGer	Subsidiäre Lösung	Weitere Grundlagen
1. Eckwerte Netznutzungsmodell					
1.1. Modellgrundsätze	Art. 4 und 10 bis 15 StromVG, Art. 14 bis 15 StromVV und weitere			Ermöglichung von Tarifstruktur mit z.B. Tarifzeiten	
1.2. Einfluss EU-Framework Guidelines und EU-Network Codes				Auswirkungen auf NNMÜ – CH	
2. Organisation der Netznutzung im Übertragungsnetz					
2.1. Aufgaben der Akteure	Art. 13, 18 und 20 StromVG, Art. 3, 7 bis 8, 10, 12 bis 13, 15, 17, 22 bis 23 StromVV			Veröffentlichungstermin Tarife der nationalen Netzgesellschaft	
2.2. Rechtliche Beziehungen in Zusammenhang mit der Nutzung des Übertragungsnetzes	Art. 15 StromVV (Gesetzliche Zuschläge auf Kosten des Übertragungsnetzes)			Beschreibung rechtliche Beziehungen und Prozess bei Mutationen von Anschlusspunkten, Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken und Eigenbedarf von Kraftwerken	Art. 15b EnG (Gesetzliche Zuschläge auf Kosten des Übertragungsnetzes)
3. Systemgrenzen Über-	Art. 1 StromVV				

	Grundlagen				
Inhalte	StromVG/StromVV	EICom	BVGer/BGer	Subsidiäre Lösung	Weitere Grundlagen
tragungsnetz					
3.1. Netzebenenmodell				Netzebenenmodell	
3.2. Eigentumsgrenzen im Übertragungsnetz	Art. 2 StromVV	Verfügungen EI-Com vom 11. Nov. 2010 und 17. Mar. 2011	BVGer-Urteil vom 18 Jul. 2011 und mehrere BGer-Urteile vom 8 Juni 2012. Die Umsetzung ist Stand Endredaktion des NNMÜ – CH 2013 noch nicht klar.		
3.3. Kostenanlastung bei gemeinsam mit dem Übertragungsnetz genutzten Anlagen			BVGer-Urteil vom 18 Jul. 2011 und mehrere BGer-Urteile vom 8 Juni 2012. Die Umsetzung ist Stand Endredaktion des NNMÜ – CH 2013 noch nicht klar.	Kostenanlastung bei gemeinsam mit dem Übertragungsnetz genutzten Anlagen unter den Betroffenen	
4. Zuordnung der anrechenbaren Kosten im Übertragungsnetz zu den Tarifelementen					
4.1. Kostenzuweisung	Art. 14 bis 17 StromVG  Art. 7, 14 bis 15, 18, 20, 22, 26, 31, 31b StromVV	Verfügungen EI-Com vom 30. Okt. 2008, 23. Jan. 2009, 6. Mar. 2009, 4. Mar. 2010 11. Nov. 2010 9. Jun. 2011		Bilanzgruppentarifmodell	Verordnung UVEK über Ausnahmen beim Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz vom 3. Dez. 2008 (VAN)

	Grundlagen				
Inhalte	StromVG/StromVV	EICom	BVGer/BGer	Subsidiäre Lösung	Weitere Grundlagen
					Art. 15b EnG (Zuschläge auf Übertragungskosten des Hochspannungsnetzes)
4.2. Deckungsdifferenzen aus Vorjahren		Weisungen EICom vom 10. Jun. 2010 und 19. Jan. 2012			
5. Kostenträger und Tarife					
5.1. Direkt am Übertragungsnetz angeschlossene VNB und direkt angeschlossene EV (Leistungs-, Arbeits- und Grundkomponente Netznutzung)	Art. 15 StromVV	Verfügung EICom vom 23. Jan. 2009 (Interpretation Anschlusspunkt)		Ermittlung monatliche Höchstleistung und konkrete Bestimmung des K-Faktors	
5.1.2.4. Behandlung von Notanschlüssen am Übertragungsnetz und dauerhaft vom Übertragungsnetz getrennten inaktiven Anschlüssen				Kostenzuordnung bei Notanschlüssen und dauerhaft vom Netz getrennten inaktiven Anschlüssen am Übertragungsnetz	
5.1.3. Indiv. Systemdienstleistungen (indiv. SDL Wirkverluste und indiv. SDL Blindenergie)	Art. 15 StromVV			Blindenergiemodell	

	Grundlagen				
Inhalte	StromVG/StromVV	EICom	BVGer/BGer	Subsidiäre Lösung	Weitere Grundlagen
5.2. Alle Verteilnetzbetreiber sowie direkt am Übertragungsnetz angeschlossene EV mit und ohne Eigenproduktion (allg. SDL, gesetzliche Zuschläge auf Kosten Übertragungsnetz, Debitorenverluste)	Art. 15 StromVV	Verfügungen EICom vom 30. Okt. 2008 (Territorialitätsprinzip für allg. SDL) und 15. Dez. 2011 (Haftung für KEV- und SDL-Beiträge bei Debitorenverlusten)		Erweiterung Haftung für KEV- und SDL-Beiträge bei Debitorenverlusten auf Zuschlag für Gewässerschutz	Art. 15b EnG (Zuschläge auf Übertragungskosten des Hochspannungsnetzes)
5.3. Bilanzgruppen				Bilanzgruppenmodell	
5.4. Ausnahmen vom Netzzugang (Merchant Line) (allg. SDL, indiv. SDL Wirkverluste, Blindenergie)	Art. 17 StromVG Art. 15 StromVV	Verfügungen EICom vom 30. Dez. 2008 und 27. Aug. 2009 (allg. SDL), vom 27. Aug. 2009 (Wirkverluste und Blindenergie)			Art. 9 Verordnung UVEK über Ausnahmen beim Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz vom 3. Dez. 2008 (VAN)  Bundesrat (kann Ausnahmen vom Netzzugang und bei Berechnungen anrechenbare Netzkosten vorsehen)
5.5. Inhaber von Langfristverträgen (Netznutzung und indiv. SDL Wirkverluste)	Art. 17 StromVG Art. 15 StromVV	Verfügung EICom vom 4. Mar. 2010 zu Kostentragung LTC-Halter ist Stand Endredaktion noch nicht rechtskräftig, da mehrere Parteien beim Bun-		Konkrete Umsetzung Abrechnung	

	Grundlagen				
Inhalte	StromVG/StromVV	EICom	BVGer/BGer	Subsidiäre Lösung	Weitere Grundlagen
		desver- waltungsgericht Beschwerde erho- ben haben.			
5.6. Grenzüberschreitende Verteilnetzbetreiber		Verfügung EICom vom 30. Okt. 2008 (Verrechnung Netz- nutzung, indiv. SDL, allg. SDL, und Zu- schläge auf Über- tragungskosten des Hochspannungs- netzes (derzeit KEV und Gewässer- schutz) und Verfügung EICom vom 27. Aug. 2009 (Merchant Line)		Keine finanzielle Bevor- oder Benachteiligung von VNB durch Betrieb von Merchant Lines	Jeweilige Landes- gesetze
6. Rechnungsstellung					
6.1. Grundsätze	Art. 12 StromVG	Verfügung EICom vom 4. Mar. 2010 zu Kostentragung LTC-Halter ist Stand Endredaktion noch nicht rechts- kräftig, da mehrere Parteien beim Bun- desverwaltungs- gericht Beschwerde erhoben haben.		Monatliche Rechnungs- stellung, Abrech- nungsmethode Beiträge LTC-Halter, Behand- lung nachträgliche Kor- rekturen Energiedaten (VSE MC – CH)	

	Grundlagen				
Inhalte	StromVG/StromVV	EICom	BVGer/BGer	Subsidiäre Lösung	Weitere Grundlagen
6.2. Veröffentlichungspflichten in Zusammenhang mit der Rechnungsstellung	Art. 12 StromVG Art. 10 StromVV			Veröffentlichungstermin Tarife der nationalen Netzgesellschaft gemäss VSE NNMV – CH	
7. Anhang					
7.1. Bestimmung des K-Faktors				Konkrete Berechnungsmethode des K-Faktors	