

Branchenempfehlung

Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz

Grundlagen zur Netznutzung und Netznutzungs-
entschädigung in den Verteilnetzen der Schweiz

NNMV – CH 2025

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 Erstausgabe 2007

Stefan Witschi	BKW Energie AG - FMB	Leiter AG NNMV
Martin Bettler	RE	
Bruno Bühlmann	EWS	
Giovanni Castelli	AEW	
Markus Gautschi	Glattwerk	
Werner Graber	NOK	
Peter Imfeld	CKW	
Hansjörg Köchli	EWK	
Werner Looser	EW Wald	
Rolf Meyer	IBAAarau	
Ulrich Münch	ESB	
Andreas Widmer	ATEL	

Beratung und Umsetzung

Jörg Wild, Plaut Economics, Olten
Heike Worm, Plaut Economics, Olten

Projektleitung VSE

Peter Betz, Projektleiter Merkur Access II
Jean-Michel Notz, Leiter Kernteam Merkur Access II

Arbeitsgruppe Revision 2008/2009

Andreas Beer	Rätia Energie	
Daniel Bucher	EKZ	
Bruno Bühlmann	Ews-energie	
Werner Graber	NOK	
Marco Heer	CKW	
Daniel Koch	SBB	
Bernard Krummen	SIL	
Lukas Küng	ewz	Präsident NeNuKo
Philippe Mahler	Polynomics	Beratung / Unterstützung
Rolf Meyer	IBAAarau	
Conrad Munz	AEW	
Jean-Michel Notz	VSE / AES	Sekretär NeNuKo
Andrea Testoni	AEMassagno	
Stefan Witschi	BKW Energie AG - FMB	
Heike Worm	Polynomics	Beratung / Unterstützung



Arbeitsgruppe Revision 2010

Stefan Bühler	Swissgrid AG
Werner Graber	Axpo AG
Bernard Krummen	SIL
Jean-Michel Notz	VSE / AES
Bruno Schwegler	WWZ
Stefan Witschi	BKW Energie AG

Leiter AG Notanschlüsse
Leiter AG Eigenverbrauch KW

Sekretär NeNuKo
Leiter AG Arealnetze
Präsident NeNuKo

Arbeitsgruppe Revision 2014

Andreas Beer	Repower AG
Stefan Bühler	Swissgrid AG
Tony Bürge	TB Glarus Nord
Werner Graber	Axpo Power AG
Jean-Michel Notz	VSE / AES
Erich Schumacher	CKW
Jelena Stojanovic	SIL
Olivier Stössel	VSE / AES
Nicole Varga	ewz
Stefan Witschi	BKW Energie AG

Leiter AG NNMV Revision 2014
Sekretär NeWiKo bis 31.12.2013

bis Oktober 2013
Sekretär NeWiKo ab 01.01.2014

Präsident NeWiKo

Arbeitsgruppe Revision 2018

Mirjam Avdyli	ewz
Tony Bürge	TB Glarus Nord
Michael Gabathuler	Repower
Katja Keller	BKW Energie AG
Karl Resch	EKZ
Urs Rubitschon	WWZ
Philipp Schütt	Axpo
Olivier Stössel	VSE / AES

Leiter AG NNMV

Sekretär Netzwirtschaftskommission

Arbeitsgruppe Revision 2021

Tony Bürge	TB Glarus Nord
Michael Gabathuler	Repower
André Hurni	CKW
Mirjam Keinath	ewz
Karl Resch	EKZ
Ralf Rienäcker	EKZ
Urs Rubitschon	WWZ
Frederik Schneider	BKW Energie AG
Philipp Schütt	Axpo
Olivier Stössel	VSE / AES

Leiter AG NNMV

Sekretär Netzwirtschaftskommission



Arbeitsgruppe Revision 2024 und 2025

Markus Blättler	VAS	
Stefan Bühler	Swissgrid AG	
Noëmi Jacober	BKW Energie AG	
Claudio Maag	EKZ	Leiter AG NNMV
Sandro Marquardt	TB Seon AG	
Eugen Pfiffner	IBB Energie	
Ralf Rienäcker	Axpo	
Denise Salvetti	ewz	
Philipp Schütt	Axpo	
Andreas Steiner	Repower	
Olivier Stössel	VSE / AES	Sekretär Netzwirtschaftskommission

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Netzwirtschaftskommission verantwortlich.



Chronologie

Juni 2006	Arbeitsaufnahme Teilprojektgruppe NNMV – CH
30. Mai 2007	Verabschiedung durch den VSE-Vorstand
Mai bis Juni 2008	Überarbeitung VSE
18. Juni 2008	Genehmigung der Überarbeitung durch den VSE-Vorstand
Aug. 2008 bis Feb. 2009	Revision
9. Juli 2009	Genehmigung durch VSE-Vorstand
Sommer 2010	Anpassungen an neue Erkenntnisse
2. März 2011	Genehmigung durch VSE-Vorstand
Juni bis Dezember 2014	Anpassung an neue Erkenntnisse
2. Juli 2014	Genehmigung durch VSE-Vorstand
Mai bis August 2018	Überarbeitung
5. Dezember 2018	Genehmigung durch den VSE-Vorstand
Mai 2019	Anpassung an die Strategie Stromnetze
23. Oktober 2019	Genehmigung durch den VSE-Vorstand
Dezember 2020 bis April 2021	Überarbeitung
1. September 2021	Genehmigung durch den VSE-Vorstand
November 2023 bis Juni 2024	Überarbeitung
5. November 2024	Genehmigung durch den VSE-Vorstand
Dezember 2024 bis April 2025	Überarbeitung
27. Juni 2025	Genehmigung durch den VSE-Vorstand

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

Der VSE verabschiedete das Dokument am 27. Juni 2025.

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.

Sprachliche Gleichstellung der Geschlechter.

Das Dokument ist im Sinne der einfacheren Lesbarkeit in der männlichen Form gehalten. Alle Rollen und Personenbezeichnungen beziehen sich jedoch auf alle Geschlechter. Wir danken für Ihr Verständnis.



Inhaltsverzeichnis

Vorwort	11
Einleitung und Anwendungsbereich des Dokumentes	12
1. Organisation der Netznutzung	13
1.1 Ausspeisemodell	13
1.2 Aufgaben der Akteure im NNMV – CH	14
1.3 Vertragsbeziehungen	16
1.3.1 Netznutzungsvertrag	17
2. Systemgrenzen und Netzebenen des Verteilnetzes	18
2.1 Transformation Netzebene 2	20
2.2 Transformation Netzebene 4	21
2.3 Transformation Netzebene 6	22
2.4 Verteilnetze auf Netzebenen 3 und 5	25
2.5 Verteilnetze auf Netzebene 7	26
2.6 Endverbraucher, Verteilnetze, Erzeuger und Speicher an den Netzebenen 3 und 5	27
3. Handhabung der Akteure	27
3.1 Grundsätze	27
3.2 Erstellung, Änderung und Auflösung von Netzanschlüssen	27
3.3 Behandlung von Not-, Reserve- und Revisionsanschlüssen	29
3.4 Zulassung von Parallelleitungen	29
3.5 Netzbetreiber im Netzebenenmodell	29
3.5.1 Zuordnung von Verteilnetzen zu Netzebenen	29
3.5.2 Hintereinander geschaltete und vermaschte Netze («Pancaking-Problem»)	30
3.5.3 Mehrere direkte Vorlieger	30
3.5.4 Kosten des Netzanschlusses von Verteilnetzbetreibern	30
3.6 Energieerzeugungsanlagen (EEA) im Netzebenenmodell	31
3.6.1 Zuordnung von EEA zu Netzebenen	31
3.6.2 Befreiung des Eigenbedarfs von EEA vom Netznutzungsentgelt	32
3.6.3 Kosten des Netzanschlusses von Erzeugungseinheiten	33
3.6.4 Angemessene Kostentragung durch Erzeuger in Verteilnetzen	34
3.6.5 Angemessene Kostentragung bei bestehenden Anschlüssen	35
3.6.6 Abgeltung von Netzverstärkungskosten aufgrund erneuerbarer Energien	35
3.6.7 Partnerkraftwerke 50 Hz/16.7 Hz (StromVV Art. 1, Abs. 3)	35
3.7 Endverbraucher im Netzebenenmodell	36
3.7.1 Zuordnung von Endverbrauchern zu Netzebenen	36
3.7.2 Beispiel zur Handhabung bestehender Verträge	37
3.7.3 Kosten des Netzanschlusses von Endverbrauchern	38
3.7.4 Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung (Arealnetze)	38
3.7.5 Elektrizitätsleitungen im Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)	38
3.7.6 Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)	39
3.7.7 Elektro-Ladestationen – Verhältnis Betreiber und Nutzer	39
3.8 Speicher im Netzebenenmodell	39
3.8.1 Speicher integriert mit Verbrauchstätten (Mischformen)	39
3.8.2 Speicher ohne Endverbrauch	40
3.8.3 Bewirtschaftung von Speichern: Spannungshaltung und Lastmanagement	40



3.9	Flexibilitäten	41
4.	Ermittlung der anrechenbaren Kosten der Netznutzung	41
4.1	Anrechenbare Kosten	42
4.2	Grundprinzipien der Kostenzuweisung	42
4.2.1	Kostenzuordnung nach dem Wälzmodell (Kostenwälzung)	44
4.2.2	Kostenzuordnung nach anderen Kriterien (direkt zuweisbare Kosten)	45
4.3	Umsetzung der Kostenwälzung	46
4.3.1	Berechnung der gewälzten Kosten.....	46
4.3.2	Ermittlung der Leistungswerte für die Kostenwälzung	47
4.3.3	Ermittlung der Energiewerte für die Kostenwälzung	49
5.	Abwicklung zwischen VNB	49
5.1	Organisatorische Abwicklung der Netznutzung	49
5.2	Energie- und Leistungswerte für die Abrechnung zwischen VNB	50
5.2.1	Energiewerte.....	50
5.2.2	Leistungswerte.....	50
5.2.2.1	Gleicher Vorlieger	50
5.2.2.2	Reserveleitungen	51
5.2.2.3	Verschiedene Vorlieger	51
5.3	Verrechnung zwischen VNB	51
5.3.1	Abwicklung bei ausschliesslich fremden Nachliegern	51
5.3.2	Abwicklung bei eigenen und fremden Nachliegern	52
5.4	Tarifstrukturen für nachgelagerte Netze	54
5.5	Regelungen für gepachtete Netze und räumlich getrennte Netzgebiete	54
6.	Ermittlung der anrechenbaren Kosten des Messwesens	55
6.1	Anrechenbare Messkosten	55
6.2	Grundprinzipien der Kostenzuweisung	56
7.	Tarifierung und Rechnungsstellung	56
7.1	Netznutzungstarife	56
7.1.1	Grundsätze der Netztarifierung.....	56
7.1.2	Vorgaben zur Ermittlung der Netznutzungstarife für Endverbraucher in Verteilnetzen	57
7.2	Messtarife.....	60
7.2.1	Grundsätze der Messtarife	60
7.2.2	Vorgaben zur Ermittlung der Messtarife in Verteilnetzen	61
7.2.3	Behandlung der Messentgelte in Verteilnetzen	62
7.3	Tarifgültigkeit und Veröffentlichungspflichten	62
7.4	Bestandteile der Rechnung an Endverbraucher	63
7.5	Energie- und Leistungswerte für die Rechnungsstellung an Endverbraucher.....	64
7.5.1	Verrechenbare Energie- und Leistungswerte	64
7.5.2	Behandlung von Endverbrauchern mit mehreren Übergabestellen	64
7.6	Ersatzversorgung durch den VNB	64
7.7	Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für rückgespeiste Energie aus Speichern mit Endverbrauch.....	64
7.7.1	Rückerstattungstarife	65
7.7.2	Installationen von festen Speichern ohne Produktionsanlage.....	66
7.7.3	Installationen von festen Speichern und Produktionsanlage.....	66
7.7.4	Installationen von mobilen Speichern ohne Produktionsanlage.....	67



7.7.5	Installationen von mobilen Speichern und Produktionsanlage.....	67
7.7.6	Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, in synthetische Gase oder Brennstoffe.....	68
7.7.7	Pilot- und Demonstrationsanlagen	68
Anhang 1:	Nomenklatur am Netzanschluss	69
Anhang 2:	Netzebenenordnung im Verteilnetz	70
2.1	Zuordnung der Netznutzer und VNB zu den Netzebenen	70
2.2	Regelfall der Netzebenenordnung	70
2.3	Lösungsansätze bei Abweichungen vom Regelfall im Verteilnetz (bestehende Anschlüsse).....	71
2.4	Netznutzung auf Netzebene N-1	73
2.5	Netznutzung auf Netzebene N+1	73
Anhang 3:	Parallelnetzbau / Wechsel von Netzanschlüssen	75
3.1	Kosten bei Wechsel eines Netzanschlusses	75
3.2	Kriterien zur Bewertung der Gesamteffizienz	76
3.3	Anpassungen von Anschlüssen für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch	76
Anhang 4:	Zusammenlegen von mehreren Messpunkten	77
Anhang 5:	Beispiele zur Marktzugangsberechtigung.....	78
5.1	Situation A	78
5.2	Situation B	78
5.3	Situation C	79
5.4	Situation D	79
Anhang 6:	Einsatz und Kostentragung von Not-, Reserve- und Revisionsanschlüssen	80
6.1	Grundsätze	80
6.2	Betrachtete Grundfälle für VNB und Endverbraucher/Erzeuger mit Lösungsempfehlungen	81
6.2.1	Grundfall 1: Nur VNB betroffen	81
6.2.2	Grundfall 2: Nur VNB betroffen	82
6.2.3	Grundfall 3: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen	83
6.2.4	Grundfall 4: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen	84
6.2.5	Grundfall 5: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen	85
Anhang 7:	Hintereinandergeschaltete und vermaschte Netze	87
7.1	Hintereinander geschaltete VNB	87
7.1.1	Dienste	87
7.1.2	Grundkonfigurationen	88
7.1.2.1	Situation A	88
7.1.2.2	Situation B	89
7.1.2.3	Situation C	89
7.1.2.4	Situation D	90
7.1.2.5	Situation E	91
7.1.3	Lösungsansätze	92
7.1.3.1	Prozessempfehlung zur Lösungsfindung	92
7.1.3.2	Situation A	92
7.1.3.3	Situation B	92
7.1.3.4	Situation C	92
7.1.3.5	Situation D	92
7.1.3.6	Situation E	92



7.1.4	Unterschiedliche Endverbrauchertarife als Folge unterschiedlicher Netzstrukturen	93
7.2	Mehrere vermascht betriebene Netze unterschiedlicher VNB	93
7.2.1	Grundkonfigurationen und Lösungsansätze	94
7.2.1.1	Situation F	94
7.2.1.2	Situation G	94
7.2.2	Strukturbereinigungen	95
Anhang 8:	Leistungsdefinition für die Kostenwälzung	96
8.1	Differenzierungsmerkmal: Netztopologie – Übergabestellen	97
8.2	Differenzierungsmerkmal: Umfang dezentraler Produktion	97
Anhang 9:	Nutzung von Flexibilitäten und intelligente Steuer- und Regelsysteme	98
9.1	Allgemeines	98
9.2	Nutzungsarten von Flexibilitäten	99
9.2.1	Netzdienliche Nutzung	99
9.2.2	Marktdienliche Nutzung	99
9.2.3	Systemdienliche Nutzung	99
9.3	Nutzung durch den VNB	100
9.3.1	Allgemein	100
9.3.2	Vertrag	100
9.3.3	Garantierte Nutzung	100
9.3.4	Bestehende Flexibilitäten	101
9.4	Steuer- und Regelsysteme	101
9.4.1	Steuer- und Regelsysteme, welche nicht unter die Definitionen dieses Anhangs fallen ...	102
9.4.2	Umgang mit Daten	102
Anhang 10:	Standardpublikation von nicht-dynamischen Tarifen	103
Anhang 11:	Komponenten der Tarifierung im Verteilnetz	110

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Wesentliche Vertragsbeziehungen in Anlehnung an das MMEE – CH	16
Abbildung 2	Netzebenenmodell	19
Abbildung 3	Transformation auf Netzebene 2	20
Abbildung 4	Transformation der Netzebene 4	21
Abbildung 5	Zuordnung sämtlicher Elemente der Transformatorenstation zur Netzebene 6 (Variante 1)	22
Abbildung 6	Elemente ausserhalb der Transformatorenstation auf Netzebene 6 (Variante 1, Ausnahme)	23
Abbildung 7	Zuordnung der Transformation zu den Netzebenen 5 und 6 (Variante 2)	24
Abbildung 8	Netze der Ebenen 3 und 5	25
Abbildung 9	Anschluss Verteilnetz auf Netzebene 7	26
Abbildung 10	Abgrenzung Verteilnetz, Erzeuger, Endverbraucher oder Speicher zum Netz auf Netzebenen 3 und 5	27
Abbildung 11	Einspeisungen in Unterwerken und Transformatorenstationen	32
Abbildung 12	Anschlusskosten von EEA	34
Abbildung 13	Zuordnung von Endverbrauchern auf Netzebenen	37
Abbildung 14	Kostenwälzung am Beispiel der Netzebene n	45
Abbildung 15	Zuweisung der direkt zuweisbaren Kosten an die Kostenträger	46



Abbildung 16 Höchstlastverfahren – fiktiver Lastverlauf für zwei Gruppen	48
Abbildung 17 Verrechnung zwischen VNB bei ausschliesslich fremden Nachliegern	52
Abbildung 18 Verrechnung zwischen VNB bei eigenen und fremden Nachliegern (Variante 1: Wälzformel)	53
Abbildung 19 Verrechnung zwischen VNB bei eigenen und fremden Nachliegern	54
Abbildung 20 Übersicht Netznutzungstarife	58
Abbildung 21 Veranschaulichung feste Speicher und Produktionsanlage	67
Abbildung 22 Nomenklatur gemäss Technischen Anschlussbedingungen VSE (Werkvorschriften)	69
Abbildung 23 Netzebenenordnung – Regelfall Netzebenen 3 bis 7	70
Abbildung 24 Netzebenenordnung – Regelfall Netzebenen 1 bis 3	71
Abbildung 25 Netzebenenordnung – Ausnahmefall Netzebenen 3 bis 7	72
Abbildung 26 Netzebenenordnung – Ausnahmefall Netzebene 1 bis 3	72
Abbildung 27 Netzanschluss an Netzebene N – Netznutzung auf Netzebene N-1	73
Abbildung 28 Netzanschluss an Netzebene N – Netznutzung auf Netzebene N+1	74
Abbildung 29 Zeitgleiche Messung am gleichen Stammkabel	77
Abbildung 30 Situation A: Ein Gebäude, mehrere Endverbraucher, je eigener Zähler	78
Abbildung 31 Situation B: Ein Endverbraucher, mehrere Zähler	78
Abbildung 32 Situation C: Ein Endverbraucher, zwei Gebäude mit Verbindung im Normalbetrieb	79
Abbildung 33 Situation D: Ein Endverbraucher, zwei durch öffentlichen Boden getrennte Gebäude	79
Abbildung 34 Kostentragung Grundfall 1: nur VNB betroffen	81
Abbildung 35 Kostentragung Grundfall 2: nur VNB betroffen	82
Abbildung 36 Kostentragung Grundfall 3: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen	83
Abbildung 37 Kostentragung Grundfall 4: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen	84
Abbildung 38 Kostentragung Grundfall 5: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen	85
Abbildung 39 Situation A: Nur ein VNB in Netzebene N	88
Abbildung 40 Situation B: Mehrere VNB in Netzebene N	89
Abbildung 41 Situation C: Mehrere VNB in Netzebene N	90
Abbildung 42 Situation D: mehrere VNB in Netzebene N	90
Abbildung 43 Situation E: mehrere VNB in Netzebene N	91
Abbildung 44 Situation F: Mehrere VNB pro Netzebene (Vermaschung)	94
Abbildung 45 Situation G: Mehrere VNB pro Netzebene (Reserveleitung)	95
Abbildung 46 Mögliche Varianten der Berechnung der Nettoleistung	96

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Methode der Kostenzuweisung pro Kostengruppe	43
Tabelle 2 Methode der Kostenzuweisung pro Kostengruppe	56
Tabelle 3 Übersicht Messtarife	61
Tabelle 4 Standard für publizierte Tarifkomponente	103
Tabelle 5 Begriffe in der Tarifpublikation	104
Tabelle 6 Übersicht Komponenten in der Tarifierung im Verteilnetz	110



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 (EVU).

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 für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)

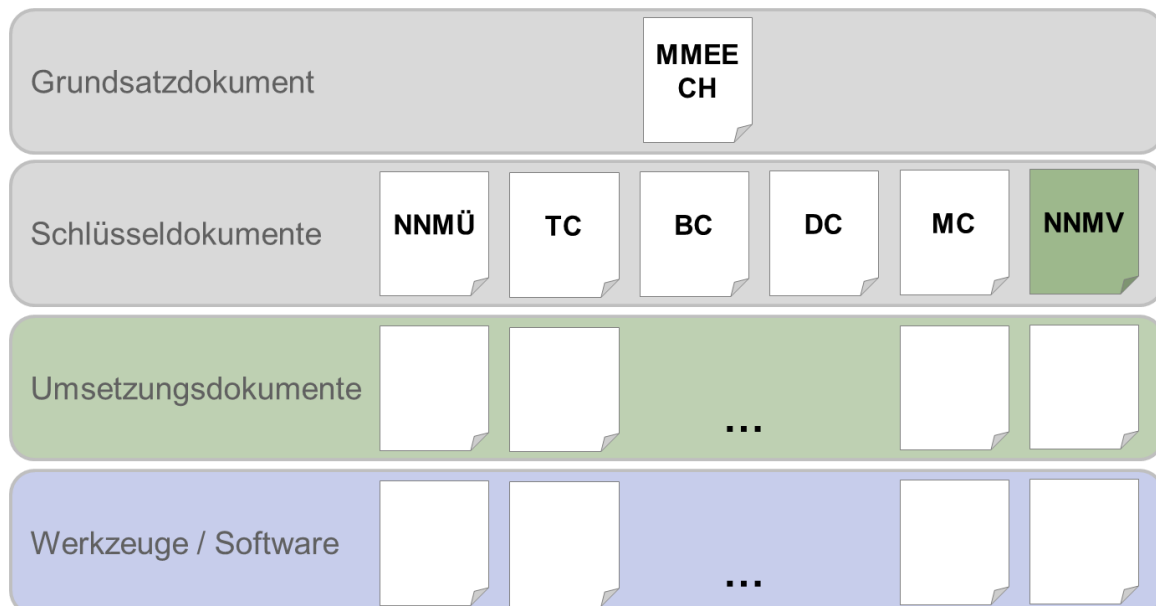
Schlüsseldokumente

Umsetzungsdokumente

Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument Netznutzungsmodell für das Schweizer Verteilnetz (NNMV – CH) handelt es sich um ein Schlüsseldokument.

Dokumentstruktur



Einleitung und Anwendungsbereich des Dokumentes

Modellgrundsätze

Das vorliegende NNMV – CH beschreibt Regeln für die transparente und diskriminierungsfreie Organisation der Nutzung der Schweizer Verteilnetze. Es regelt die kommerziellen Aspekte der Netznutzung der Netzebenen 2 bis 7 im Schweizer Strommarkt und bildet eine einheitliche Grundlage für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte sowie für die Koordination zwischen Verteilnetzbetreibern.

Das NNMV – CH behandelt dabei folgende Themen:

- Organisation der Netznutzung
- Systemgrenzen Verteilnetz
- Ermittlung der anrechenbaren Kosten für die Netznutzung und das Messwesen
- Abwicklung der Kostenwälzung und Netzkostenzuordnung zwischen Verteilnetzbetreibern
- Abrechnung für die Endverbraucher mit und ohne Eigenerzeugung und/oder Speicher

Vertiefende Erläuterungen werden im Anhang dargestellt.

Die kommerziellen Aspekte des Netzanschlusses sind im VSE-Branchendokument «Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)» (NA/RR – CH) im Detail beschrieben.

Die technischen Grundsätze und Anforderungen für den Betrieb und die Nutzung des Schweizer Verteilnetzes sind im VSE-Branchendokument «Distribution Code» (DC – CH) definiert.

Mit **Inkraftsetzung des revidierten StromVG per 1. Januar 2025** und den dazugehörigen Ausführungsbestimmungen sind die folgenden Regelungen der vorliegenden Ausgabe bis zu diesem Zeitpunkt umzusetzen.

Bestimmungen zu	vgl. Kapitel	Gültig ab
Anrechenbare Kosten der Netznutzung und Grundsätze für die Netznutzungstarife	4.1 / 4.2 / 7.1 / 7.1.1 / 7.1.2 / 7.3 / 7.4 / Anhang 11	Tarifjahr 2026
Kosten des Messwesens, Messtarife und Verrechnung der Messentgelte	1.1 / 6.1 / 6.2 / 7.2.1 / 7.2.2 / 7.2.3 / 7.3 / 7.4 / 7.6.1 / Anhang 11	Tarifjahr 2026
Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)	1.2 / 3.7.7	Tarifjahr 2026
Rückerstattungsansprüche Netznutzungsentgelt bei Speichern mit Endverbrauch und bei Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität	7.6 / 7.6.1 / 7.6.2 / 7.6.3 / 7.6.4 / 7.6.5 / 7.6.6 / 7.6.7 / Anhang 11	Tarifjahr 2026
Datenaustausch über die zentrale Datenplattform	6.1 / 6.2 / 7.2.2 / 7.2.3 / 7.4	Tarifjahr 2027
Abgeltung von Netzverstärkungskosten und Kosten aus Verstärkungen von Anschlussleitungen	3.6.5 / 3.6.6	für ab 01.01.2025 genehmigte TAG/NAV



1. Organisation der Netznutzung

- (1) Mit dem Netznutzungsmodell werden hauptsächlich zwei Ziele angestrebt: Die nichtdiskriminierende Nutzung der Netze sowie die Sicherstellung der für die netzseitige Versorgungsqualität notwendigen Mittel für Betrieb, Instandhaltung, Ersatz und Ausbau. Aus volkswirtschaftlichem Interesse soll zur Gewährleistung niedriger Netznutzungsentgelte für alle Netznutzer das vorhandene Netz für Einspeisung und Entnahme genutzt werden. Der Bau von zusätzlichen parallelen Leitungen und Anlagen ist zu vermeiden.
- (2) Im Folgenden werden die grundlegenden organisatorischen Prinzipien dargelegt, die von den Verteilnetzbetreibern im Zusammenhang mit der Netznutzung zu beachten sind.

1.1 Ausspeisemodell

- (1) Das Netznutzungsmodell basiert gemäss VSE-Branchendokument MMEE – CH auf dem Grundsatz eines distanzunabhängigen Anschlusspunktmodells. Für die Beurteilung der Netznutzung ist grundsätzlich die Aus- bzw. die Einspeisung von Elektrizität durch Endverbraucher bzw. Erzeuger an ihren (Haus-)Anschlusspunkten massgebend. Die Netznutzung ist damit unabhängig von einzelnen Lieferbeziehungen (Transaktions- und Vertragswege-Unabhängigkeit).
- (2) Das Anschlusspunktmodell wird in der Regel als ausspeiseseitiges Modell realisiert, d.h., dass das Netznutzungsentgelt beim Endverbraucher erhoben wird. Nicht als Endverbraucher gilt ein Frequenzumrichter innerhalb eines 50-Hz-Kraftwerks für den Teil der Elektrizität, den das 50-Hz-Kraftwerk erzeugt und zeitgleich in einer örtlich-wirtschaftlichen Einheit in das 16.7-Hz-Netz einspeist.
- (3) Speicher gelten gemäss StromVG ebenfalls als Endverbraucher. Speicher ohne Endverbrauch sind gemäss StromVG vom Netznutzungsentgelt befreit. Speicher mit Endverbrauch sind nicht vom Netznutzungsentgelt befreit, können aber eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für jene Elektrizität beantragen, die aus dem Netz entnommen, gespeichert und wieder ins Verteilnetz zurückgespeist wird. Die Technologie der Speicheranlage spielt hierbei keine Rolle. Die Einzelheiten sind in Kapitel 7.7 geregelt.
- (4) Für Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff oder synthetische Gase oder Brennstoffe und Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, synthetische Gase, Brenn- oder Treibstoffe, die als Pilot- und Demonstrationsanlagen betrieben werden, werden die Netznutzungsentgelte in Rechnung gestellt. Sie können für die rückerstattungsberechtigte und mit HKN nachgewiesene Elektrizitätsmenge eine Rückerstattung beantragen. Die Einzelheiten sind in Kapitel 7.7.6 und 7.7.7 geregelt.

Kein Netznutzungsentgelt wird verrechnet:

- für von Erzeugern eingespeiste Wirkenergie,
- für am Ort der Produktion verbrauchte Energie (Eigenverbrauch),
- für den Eigenbedarf von Energieerzeugungsanlagen (EEA) und Speichern ohne Endverbrauch (Verluste),
- für den Antrieb von Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken und
- für von Speichern ohne Endverbrauch bezogene und abgegebene Energie.
- Beim Bahnstromnetz wird kein Netznutzungsentgelt geschuldet, wenn Elektrizität bezogen wird für den Eigenbedarf eines Kraftwerks, für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken und die anschliessend erzeugte Elektrizitätsmenge wieder in das 50-Hz-Netz zurückgespeist



wird oder aus Effizienzgründen ersatzweise aus dem 50-Hz-Netz anstatt aus einem Pumpspeicherkraftwerk selbst. Vorausgesetzt, dass dadurch innerhalb des Pumpspeicherkraftwerks ein zeitgleiches Pumpen und Turbinieren vermieden wird (StromVG Art.14a).

- (5) Ein Verteilnetzbetreiber kann allen Netznutzern die Kosten für den Bezug und die Lieferung von Blindenergie verrechnen.
- (6) Die Kosten des Messwesens werden den Netznutzern mit verursachergerechten Messtarifen verrechnet.

1.2 Aufgaben der Akteure im NNMV – CH

- (1) Im MMEE – CH werden die folgenden Marktakteure unterschieden, die im Zusammenhang mit der Netznutzung relevant sind.
- (2) **Verteilnetzbetreiber (VNB)** sind juristische Personen, die Elektrizitätsnetze betreiben. Sie sind die verantwortlichen Stellen für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähig und effizienten Betriebs des Verteilnetzes. Sie übernehmen in dem ihnen vom jeweiligen Kanton zugewiesenen Netzgebiet (Art. 5 Abs. 1 und 3 StromVG) die öffentliche Anschlusspflicht. Betreiber von elektrischen Anlagen ohne zugewiesenes Netzgebiet und ohne öffentliche Anschlusspflicht gelten nicht als VNB.

Die VNB sind verantwortlich für die nichtdiskriminierende Bereitstellung des Verteilnetzes, für die Verteilung der elektrischen Energie sowie für die Bereitstellung der im Verteilnetz erforderlichen Systemdienstleistungen (SDL). Erläuterungen zu den SDL enthält der DC – CH. Die VNB sind verantwortlich für das Messwesen. Bei einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist der VNB nur für die Messung am (Haus-)Anschlusspunkt und an Produktionsanlagen über 30 kVA zuständig.

Wirtschaftlich sensible Informationen, die aus dem Betrieb der Elektrizitätsnetze gewonnen werden, müssen von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen unter Vorbehalt der gesetzlichen Offenlegungspflichten vertraulich behandelt und dürfen nicht für andere Tätigkeitsbereiche genutzt werden.

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen die Verteilnetzbereiche mindestens buchhalterisch und informatorisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflechten. Der VNB erstellt eine Jahresrechnung und eine Kostenrechnung, die jeweils von den allfälligen übrigen Tätigkeitsbereichen des Unternehmens entflochten sind.

Sind an einem Kraftwerksnetz oder im dort nachgelagerten Netz ausnahmsweise netznutzungsentgeltspflichtige Endverbraucher angeschlossen, so ist der Kraftwerksnetzbetreiber dazu verpflichtet, die Abgeltung der Netznutzungsentgelte inkl. allfälliger SDL, des Messentgelts, des Netzzuschlags nach Art. 35 EnG, der Stromreserve und der solidarisierten Kosten über das Übertragungsnetz¹ sicherzustellen und die entsprechenden abrechnungsrelevanten Daten an den vorgelagerten VNB, an die nationale Netzgesellschaft und an die Vollzugsstelle zu melden.

¹ Umfasst die Kosten für Netzverstärkungen nach Artikel 15b StromVG und die Kosten der Unterstützungsmassnahmen gemäss Artikel 14bis StromVG.



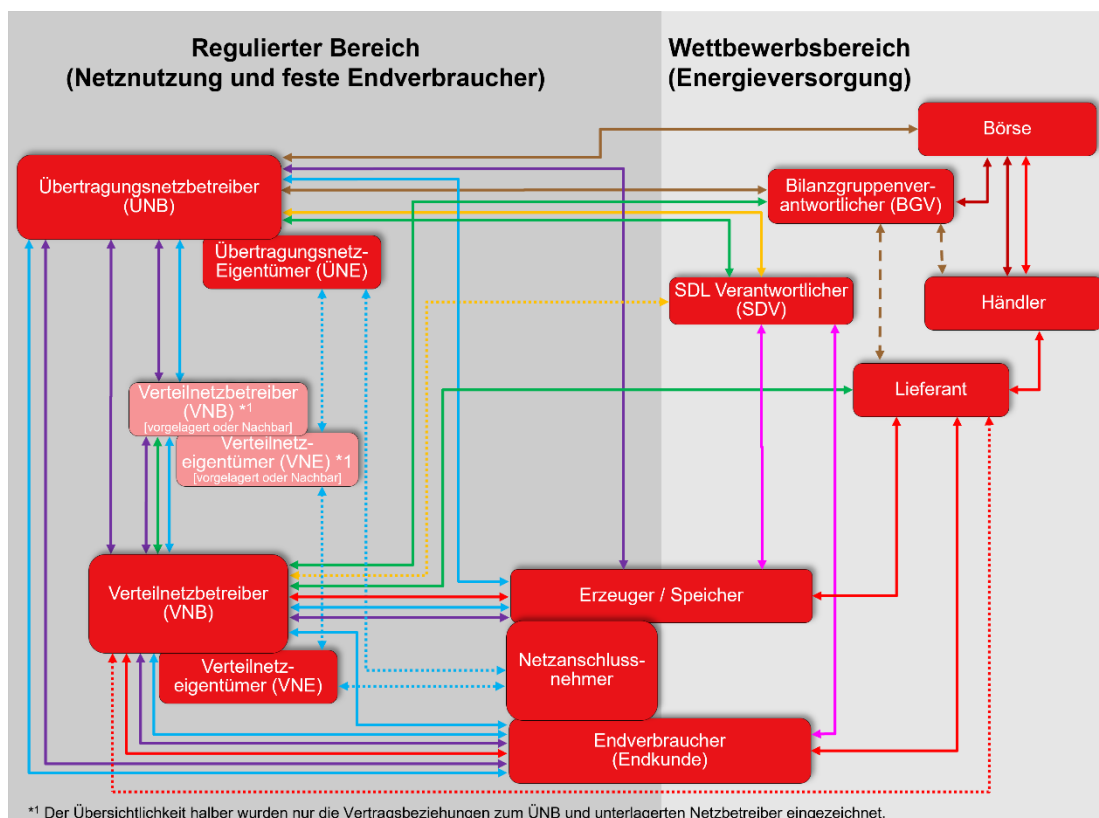
- (3) **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):** Die Aufgaben des ÜNB im Zusammenhang mit der Netznutzung sind im VSE-Branchendokument Netznutzungsmodell Übertragungsnetz – Schweiz (NNMÜ – CH) beschrieben.
- (4) **Erzeuger:** Ein Erzeuger ist ein Netznutzer und betreibt eine oder mehrere EEA und erzeugt Energie.
- (5) **Lieferant:** Ein Lieferant beschafft von einem oder mehreren Händlern und/oder Erzeugern Energie und gegebenenfalls Herkunftsnachweise (HKN) zur Versorgung seiner Endverbraucher.
- (6) **Endverbraucher:** Ein Endverbraucher ist eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität über eine Messstelle (Ausnahmen vgl. Anhang 4) für den eigenen Verbrauch oder zur Speicherung bezieht und dafür das Netznutzungsentgelt entrichtet. Gemäss StromVG gilt das 16.7 Hz-Bahnstromnetz als Endverbraucher gegenüber dem öffentlichen Stromnetz. Gleichzeitig untersteht es gewissen Bestimmungen des StromVG zur sicheren Elektrizitätsversorgung.
- (7) **Speicherbetreiber:** Ein Speicherbetreiber ist ein Netznutzer, der elektrische Energie an einem Ort bezieht, sie speichert und sie zu einem späteren Zeitpunkt wieder an das Netz abgibt. Wird die elektrische Energie in eine andere Energieform umgewandelt und verbraucht (und somit nicht wieder eingespeist), handelt es sich aus Sicht vom Stromnetz nicht um einen reinen Speicher, sondern um einen Speicher mit Endverbrauch. Ein Speicher ist gemäss StromVG generell ein Endverbraucher, wobei in Bezug auf die Netznutzungsentgelte spezielle Regeln zur Anwendung kommen.
- (8) **Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV):** Ein oder mehrere Grundeigentümer können für sich und ggf. für ihre Mieter/Pächter einen Zusammenschluss gründen, um die produzierte Energie am Ort der Produktion zu nutzen. Die erzeugte Energie wird ganz oder teilweise am Ort der Produktion selbst verbraucht oder veräussert. Der VNB misst nur die Einspeisung und den Bezug des ZEV, die Messung der Energieflüsse zwischen den Teilnehmenden muss der ZEV selbst organisieren. Die speziellen Regelungen sind im VSE-Branchendokument «Handbuch Eigenverbrauchsregelungen» (HER – CH) beschrieben.
- (9) **Virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV):** vZEV sind im Grundsatz wie ZEV zu behandeln. Die für den VNB abrechnungsrelevanten Messungen erfolgen durch den VNB. Wenn sich ein Zusammenschluss auf einer Spannungsebene unter 1 kV auf der NE7 befindet, kann die Anschlussleitung sowie die Infrastruktur am Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch genutzt werden, hierzu kommen spezielle Regelungen gemäss VSE-Branchendokument «Handbuch Eigenverbrauchsregelungen» (HER – CH) zur Anwendung.
- (10) **Lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG):** Endverbraucher, Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energien und Speicherbetreiber können sich zu einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft zusammenschliessen und die selbst erzeugte Elektrizität innerhalb dieser Gemeinschaft unter Nutzung des Verteilnetzes absetzen. Bei LEG ist der VNB für die Messung aller Teilnehmenden zuständig. Bei LEG kommen spezielle Regelungen gemäss VSE-Branchendokument «Lokale Elektrizitätsgemeinschaften» (LEG – CH) zur Anwendung.
- (11) **Eigenverbraucher:** Endverbraucher, die selbst produzierten Strom selbst verbrauchen, Dritten zum Eigenverbrauch überlassen oder ins Netz einspeisen. Dazu zählen auch Eigenverbrauchsgemeinschaften und (virtuelle) Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch. VNB können auch Möglichkeiten zum Eigenverbrauch unter Art. 16 EnG anbieten, bei welchen die



Messung und Abrechnung der Endverbraucher durch den VNB erfolgt (sog. Praxismodell Eigenverbrauch, mit der Möglichkeit zur Erweiterung analog eines vZEV).

1.3 Vertragsbeziehungen

- (1) Im Zusammenhang mit dem Netznutzungsmodell für Verteilnetze sind vertragliche Regelungen zwischen den VNB und den übrigen Marktakteuren zu treffen. Die laut MMEE – CH wesentlichen Vertragsbeziehungen zwischen den Marktakteuren sind in Abbildung 1 schematisch dargestellt; weitere Vertragsbeziehungen sind möglich.



Legende

- Energieliefervertrag
- Grundversorgungs-Lieferantenvertrag (oder -vereinbarung)
- Bilanzgruppenvertrag
- Bilanzgruppen-Anschlussvertrag
- Netznutzungsvertrag
- Netzanlassvertrag
- Betriebsvereinbarungen
- SDL Beschaffung ÜNB
- SDL Beschaffung VNB (Teil der Betriebskosten VNB)
- Energiedaten-Lieferung / -Lieferverträge
- Börsenvertrag
- Vertrag zur Erbringung von Systemdienstleistung durch Erzeuger und Endverbraucher

Abbildung 1 Wesentliche Vertragsbeziehungen in Anlehnung an das MMEE – CH

- (2) Im Zusammenhang mit der Netznutzung sind für die VNB der Netznutzungsvertrag oder eine vergleichbare Regelung, (z.B. AGBs) von besonderer Relevanz. Zu den einzelnen Verträgen stehen



als Beispiele Musterverträge des VSE zur Verfügung. Bei Erfüllung der notwendigen Voraussetzungen gemäss VSE-Branchendokument DC – CH schliesst der VNB mit angeschlossenen Endverbrauchern, Speicherbetreibern mit Endverbrauch und nachgelagerten VNB 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 VNB und den ÜNB bereitgestellten SDL durch den Netznutzer ergeben.

1.3.1 Netznutzungsvertrag

- (1) Der Netznutzungsvertrag besteht zwischen angeschlossenen Endverbrauchern oder Speicherbetreibern mit Endverbrauch und dem VNB, in dessen Netz sich der Messpunkt befindet. Gegenüber dem Netznutzer tritt nur der VNB, an dessen Netz der Netznutzer angeschlossen ist, in Erscheinung und wickelt die Netznutzung für alle ihm vorgelagerten VNB ab. Die Verwendung von allgemeinen Geschäftsbedingungen bzw. Reglementen, Tarifblättern etc. als Netznutzungsvertrag ist zulässig.
- (2) Mögliche Regelungsgegenstände des Netznutzungsvertrags sind unter anderem:
 - Recht zur Netznutzung ab (Haus-)Anschlusspunkt einschliesslich aller vorgelagerten Netzebenen in der Schweiz,
 - Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungs- und Messentgelts gemäss StromVG und StromVV, allfälliger SDL, des Netzzuschlags nach Art. 35 EnG, der Stromreserve und über das Übertragungsnetz solidarisierten Kosten² sowie Entrichtung allfälliger Steuern, Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen,
 - Vereinbarungen bzw. Vorgaben für den ordnungsgemässen Betrieb der Anlage(n) des Netznutzers und deren zulässige Netzzurückwirkungen,
 - Regelungen hinsichtlich des Zutrittsrechts,
 - Einbau, Betrieb, Ablesung von Steuer-, Mess-, Schutz- und Kommunikationseinrichtungen,
 - Messpunktbezeichnung,
 - Austausch von Messdaten,
 - Informationsaustausch und Mitteilungspflichten,
 - Bedingungen für die Unterbrechung der Netznutzung,
 - Regelungen mit Endverbrauchern für eine mögliche Ersatzbelieferung (z.B. bei Ausfall ihres Lieferanten).
- (3) Der VNB kann in begründeten Fällen für die Netznutzung und die Messung vom Schuldner des Netznutzungs- und Messentgelts (Endverbraucher) eine angemessene finanzielle Sicherheitsleistung verlangen.
- (4) Der VNB ist berechtigt, die Nutzung des Verteilnetzes durch den Netznutzer unter bestimmten Umständen zu unterbrechen, z.B. im Falle schwerwiegender Verletzungen des Netznutzungsvertrags. Die Unterbrechung der Energieversorgung als Massnahme zur Eintreibung von nicht bezahlten Rechnungen ist umstritten. Für das Inkasso von offenen Rechnungen werden die üblichen Verfahren (z.B. Betreibung) empfohlen. Für zukünftige Energielieferungen kann aber eine

² Umfasst die Kosten für Netzverstärkungen nach Artikel 15b StromVG und die Kosten der Unterstützungsmassnahmen gemäss Artikel 14bis StromVG.



Vorauszahlung verlangt werden. Das Recht des VNB zur Trennung eines Netzanschlusses gemäss DC – CH bleibt hiervon unberührt.

2. Systemgrenzen und Netzebenen des Verteilnetzes

- (1) Im Zusammenhang mit der Kostenermittlung für das Verteilnetz und zur Regelung der Beziehungen zu den übrigen ans Verteilnetz angeschlossenen Marktakteuren müssen die Systemgrenzen des Verteilnetzes definiert sein. 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.
- (2) 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. Das Verteilnetz umfasst die Netzebenen 2 bis 7. Die entsprechenden Regelungen des Übertragungsnetzes sind im NNMÜ – CH der nationalen Netzgesellschaft beschrieben.
- (3) Eine feinere Untergliederung der Netzebenen zur verursachergerechten Kostenzuweisung ist möglich.
- (4) In Sonderfällen können Verschiebungen von Kosten über Netzebenen vorgenommen werden. Für die Kostenzuordnung gilt das Verursacherprinzip, d.h., jeder Kostenträger wird mit einem Kostenanteil für die Netzteile belastet, welche er mitbeansprucht.
- (5) Trennstelle zwischen den Netzebenen ist im Verteilnetz immer das Schaltfeld. Sammelschienen, Sekundärtechnik, Nebenanlagen und Gebäude sind generell anteilmässig den einzelnen Schaltfeldern zuzuordnen.



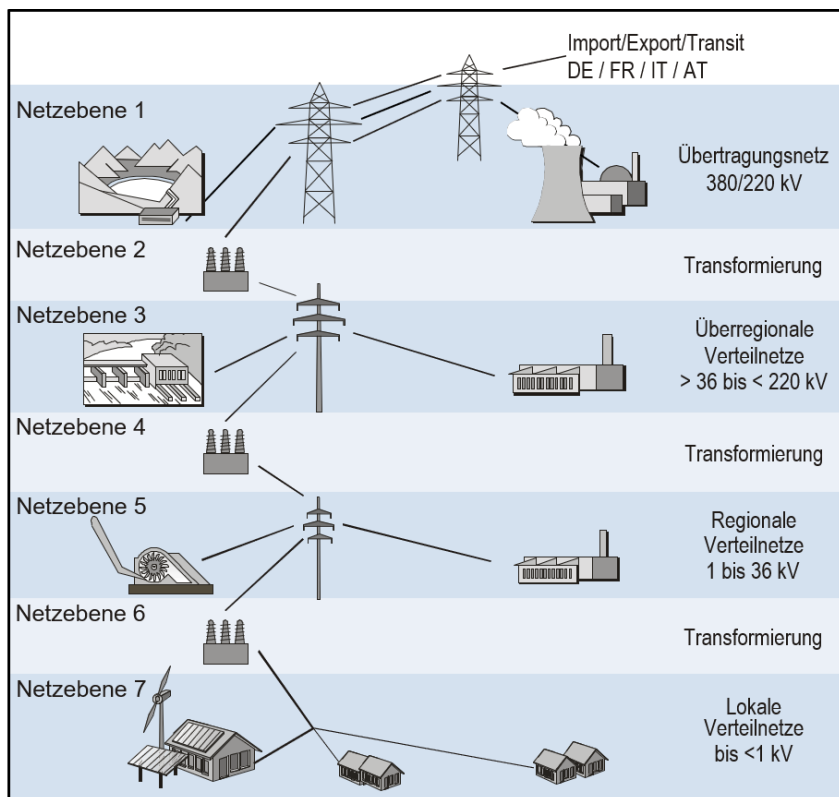


Abbildung 2 Netzebenenmodell

- (6) Die Zuordnung der einzelnen Netzelemente zu den Netzebenen ist in den folgenden Unterkapiteln geregelt.

2.1 Transformation Netzebene 2

- (1) Die Netzebene 2 umfasst die Transformatoren zwischen Höchst- und Hochspannung inklusive deren unterspannungsseitigen Schaltfelder und die zugehörigen unterspannungsseitigen Sammelschienenanteile.

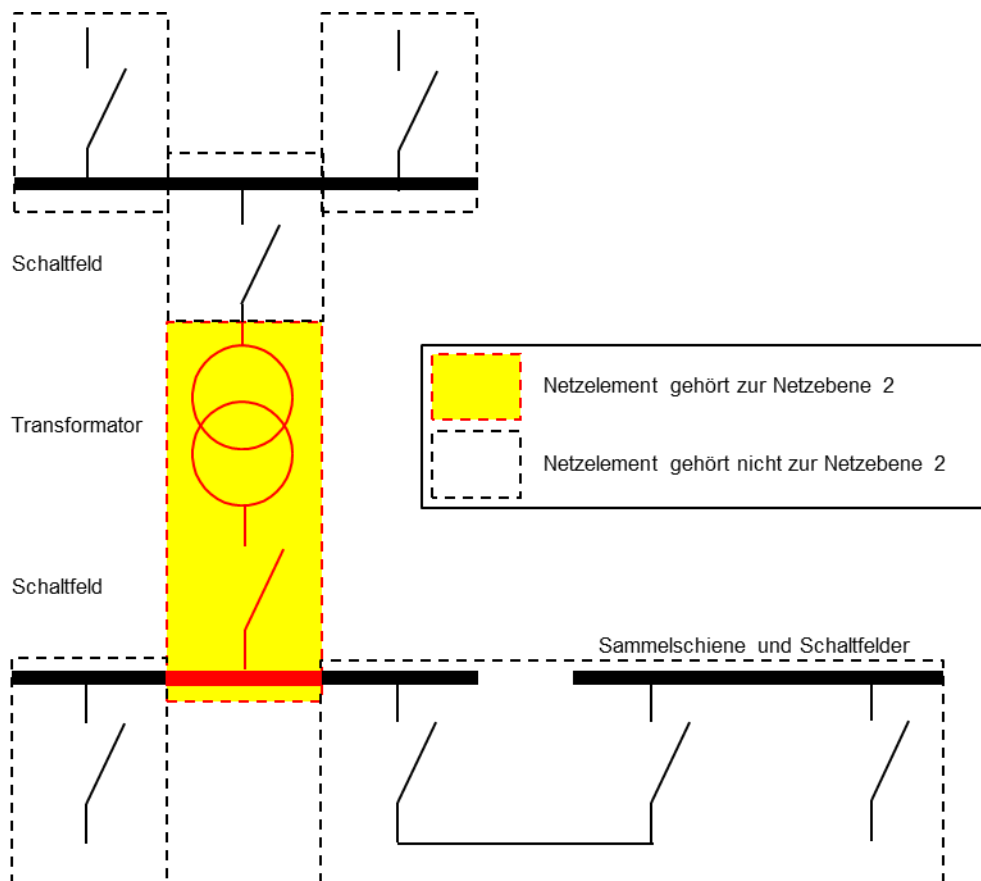


Abbildung 3 Transformation auf Netzebene 2

2.2 Transformation Netzebene 4

- (1) Die Netzebene 4 umfasst die Transformatoren zwischen Hoch- und Mittelspannung inklusive deren ober- und unterspannungsseitigen Schaltfeldern und die zugehörigen ober- und unterspannungsseitigen Sammelschienenanteile.

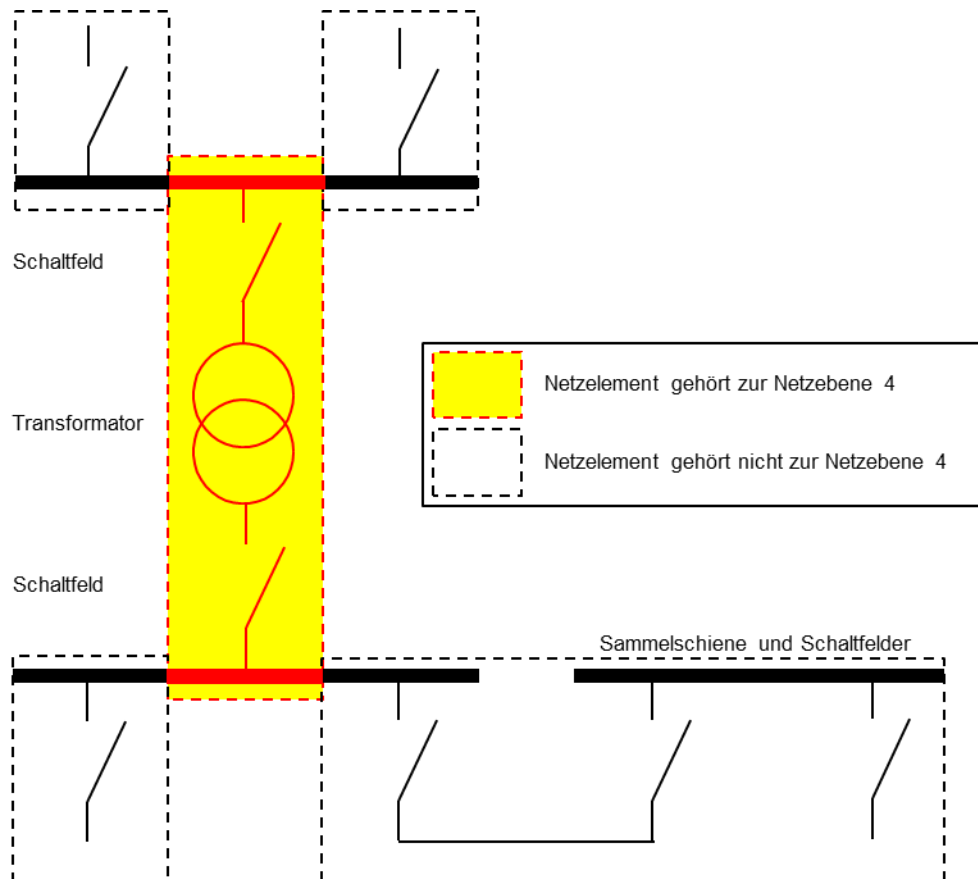


Abbildung 4 Transformation der Netzebene 4

2.3 Transformation Netzebene 6

- (1) Für die Zuordnung der Transformation der Netzebene 6 zwischen Mittel- und Niederspannung gibt es drei Varianten. Sämtliche nicht-elektrischen Anlagen, zum Bespiele das Gebäude, können mittels Verteilschlüssel auf die einzelnen Netzebenen aufgeteilt werden, sofern sie nicht einer bestimmten Netzebene zugeordnet sind. Variante 1 stellt die Hauptvariante dar.
- Variante 1: Zuordnung sämtlicher Elemente der Transformatorenstation zur Netzebene 6
 - Variante 2: Zuordnung von Elementen zu den Netzebenen 5 und 6
 - Variante 3: Zuordnung von Elementen zu den Netzebenen 5, 6 und 7
- (2) **Variante 1:** Der Netzebene 6 werden neben den überspannungs- und unterspannungsseitigen Schaltfeldern der Transformatoren auch alle anderen überspannungs- und unterspannungsseitigen Schaltfelder innerhalb der Transformatorenstation zugeordnet, d.h. die komplette Transformatorenstation (vgl. Abbildung 5).

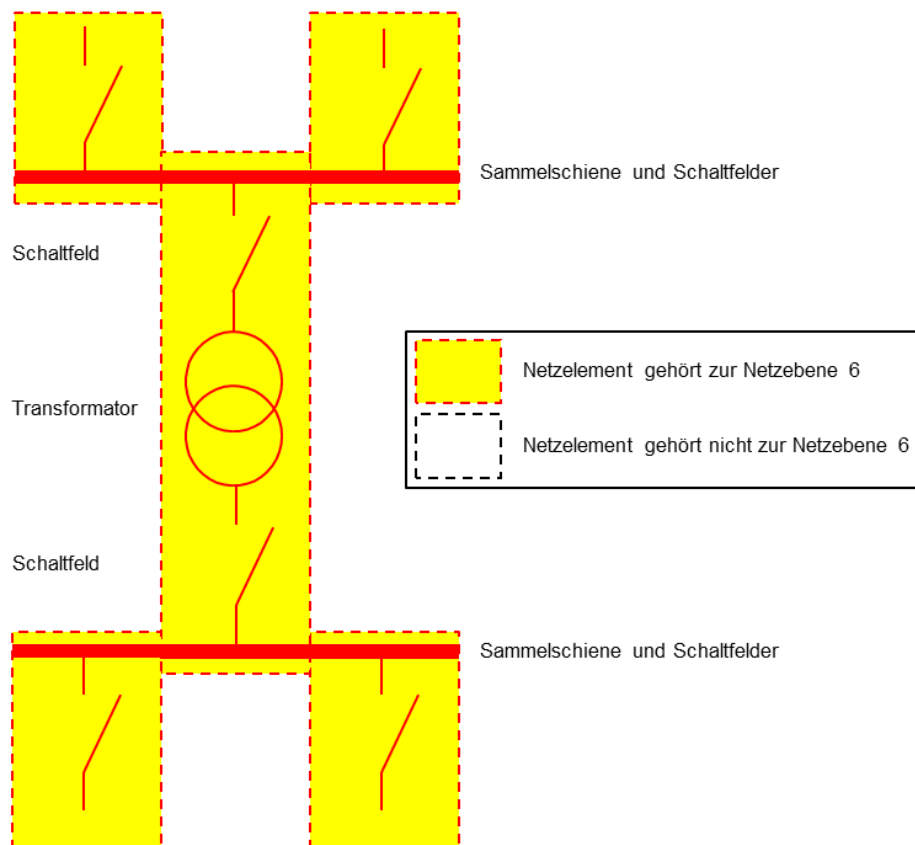


Abbildung 5 Zuordnung sämtlicher Elemente der Transformatorenstation zur Netzebene 6 (Variante 1)

- (3) Ausnahmen bei der Zuordnung von Elementen innerhalb der Variante 1 sind möglich, wenn es sich bei den Elementen nicht um reine Transformationen handelt, sondern um kombinierte Anlagen oder Anlagenteile, die problemlos der Netzebene 5 oder 7 zugeordnet werden können (vgl. Abbildung 6).

(4) Beispiele (nicht abschliessend):

- Mittelspannungs-Messstationen (mit oder ohne Transformatoren),
- Schaltstationen,
- Industriestationen teilweise im Besitz des Endverbrauchers.

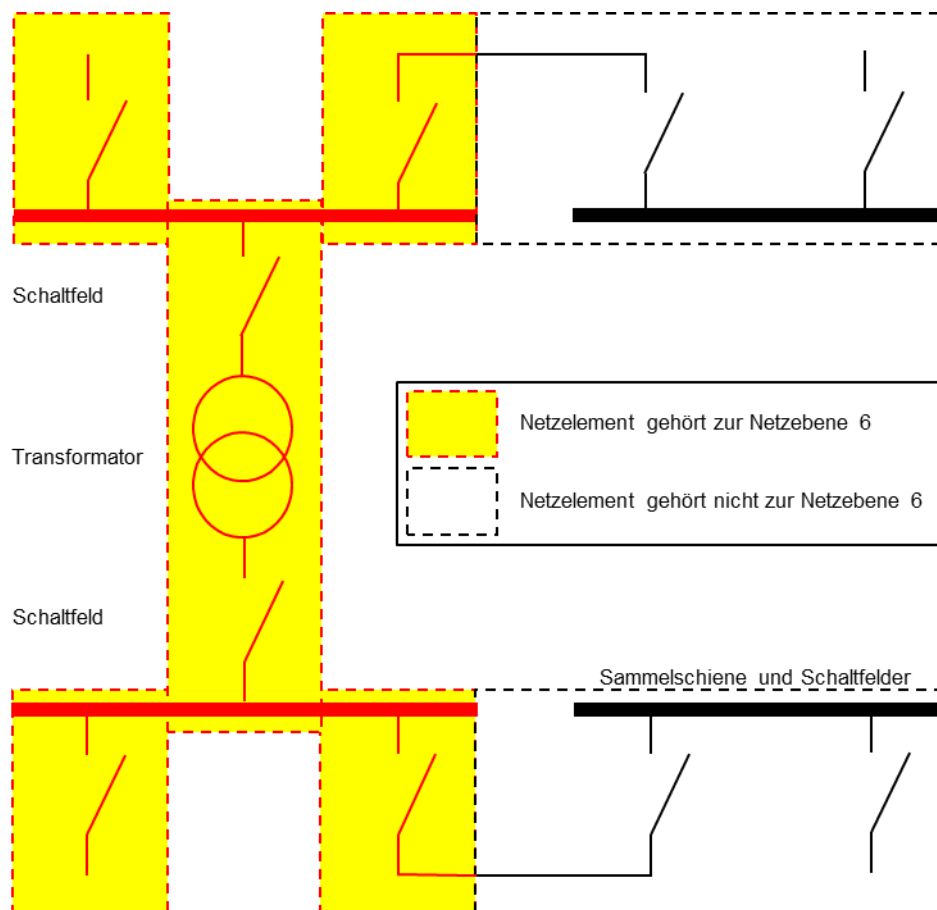


Abbildung 6 Elemente ausserhalb der Transformatorenstation auf Netzebene 6 (Variante 1, Ausnahme)

(5) **Variante 2:** Abweichend von der Erfassung der Transformation als Block auf Netzebene 6 gemäss Abbildung 5, können die Schaltfelder auf der Oberspannungsseite z.B. mithilfe von Kostenschlüsseln der Netzebene 5 zugeordnet werden (vgl. Abbildung 7).

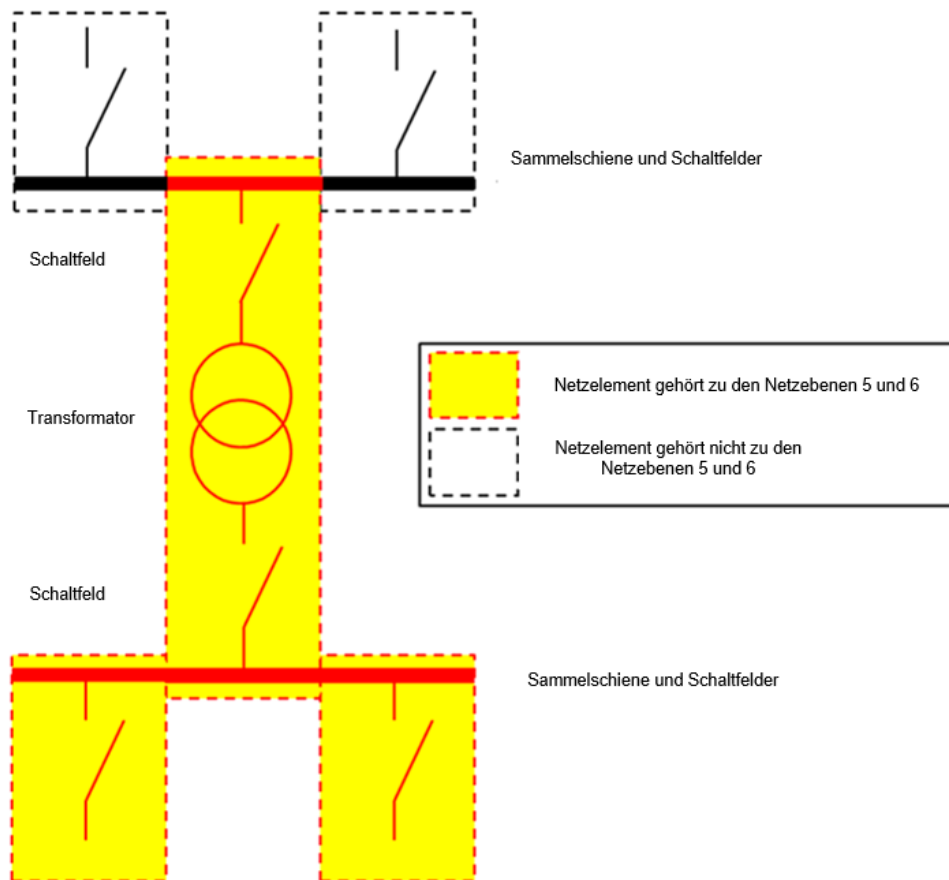


Abbildung 7 Zuordnung der Transformation zu den Netzebenen 5 und 6 (Variante 2)

- (6) **Variante 3:** Bei der Erfassung der Netzelemente für die Transformation zwischen der Netzebene 5 und der Netzebene 7 kann als dritte Variante ein Vorgehen analog zur Netzebene 4 angewendet werden.

2.4 Verteilnetze auf Netzebenen 3 und 5

- (1) Zu den Verteilnetzen der Netzebenen 3 und 5 gehören alle Leitungen inklusive Schaltfelder mit ihren zugehörigen Sammelschienenanteilen der entsprechenden Spannungsebene.

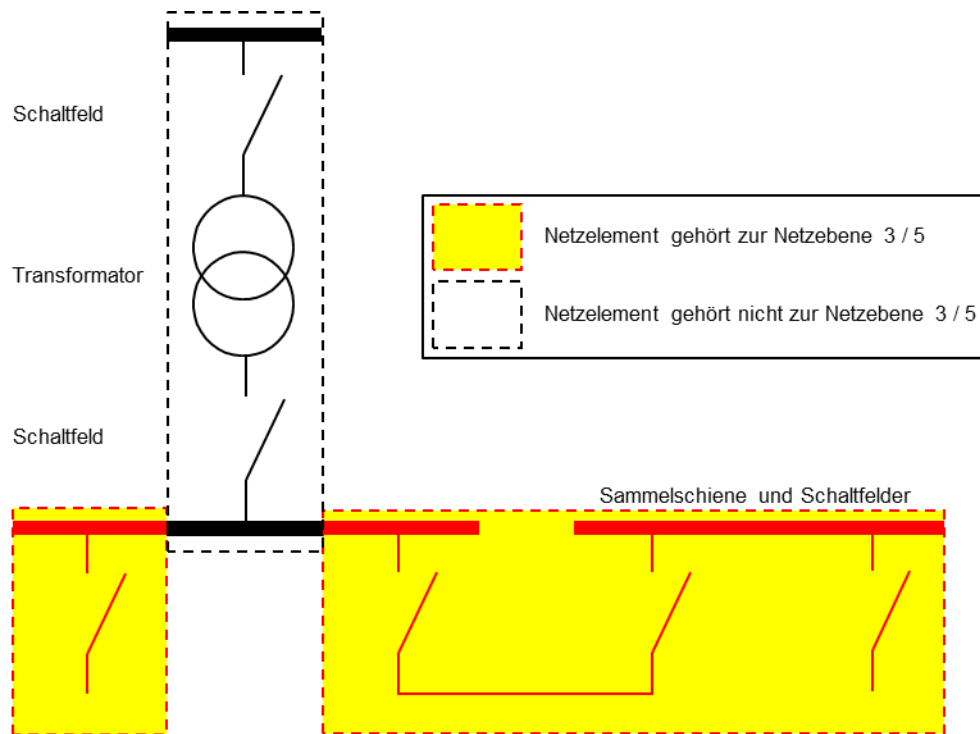


Abbildung 8 Netze der Ebenen 3 und 5

2.5 Verteilnetze auf Netzebene 7

- (1) Zu den Versorgungsnetzen der Netzebene 7 gehören alle Leitungen inklusive Schaltfelder mit ihren zugehörigen Sammelschienenanteilen der entsprechenden Spannungsebene. Falls für die Netzebene 6 die Varianten 1 oder 2 gewählt werden, sind die Zuordnungen zu Netzebene 7 situativ anzupassen.

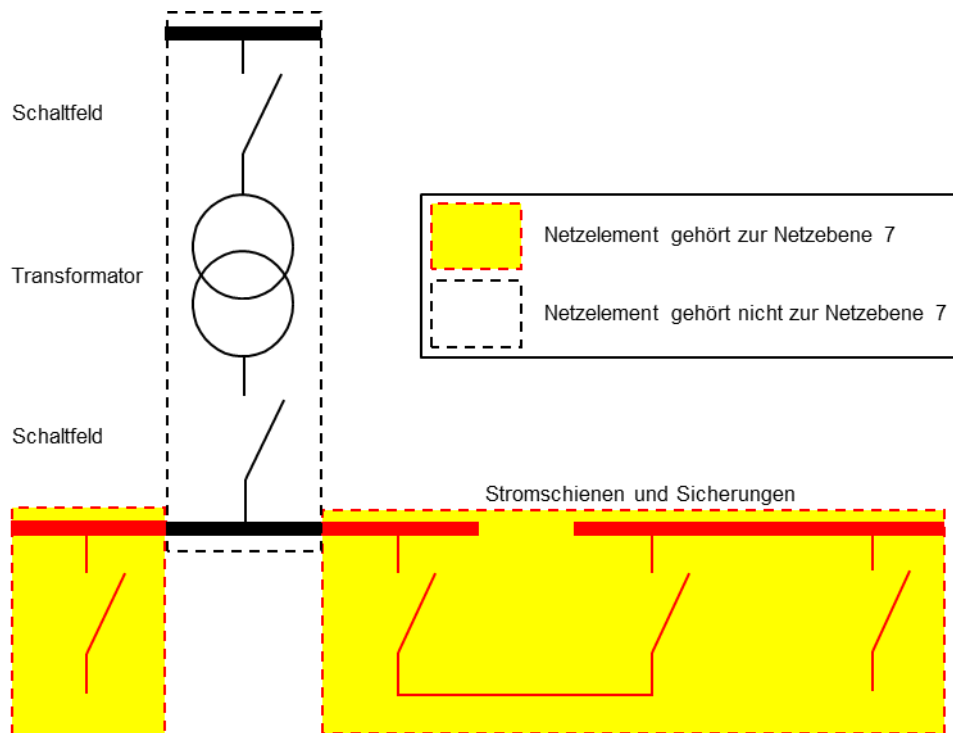


Abbildung 9 Anschluss Verteilnetz auf Netzebene 7

2.6 Endverbraucher, Verteilnetze, Erzeuger und Speicher an den Netzebenen 3 und 5

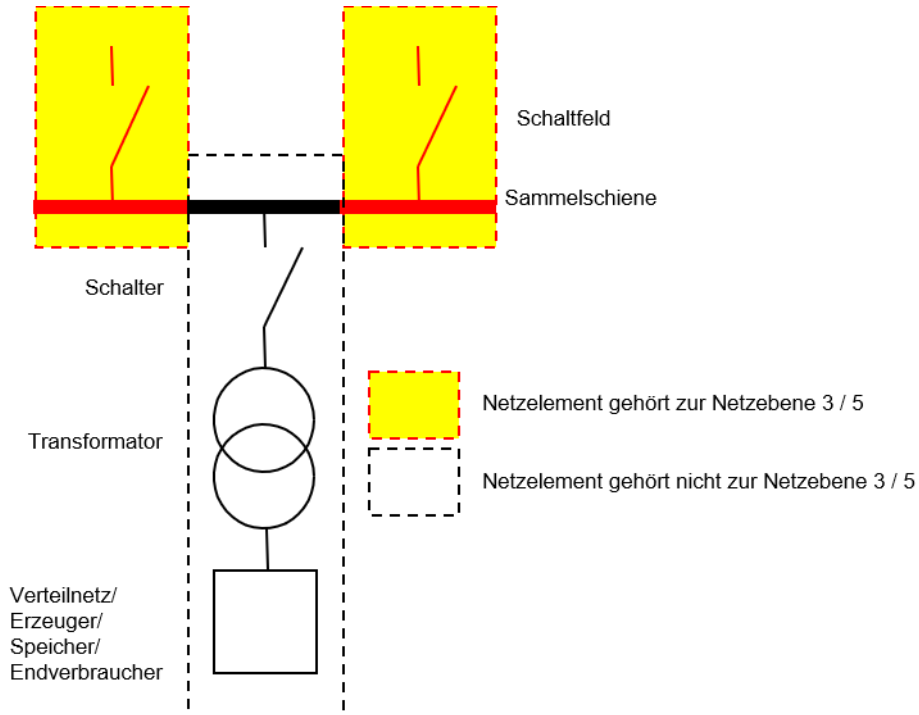


Abbildung 10 Abgrenzung Verteilnetz, Erzeuger, Endverbraucher oder Speicher zum Netz auf Netzebenen 3 und 5

3. Handhabung der Akteure

3.1 Grundsätze

- (1) Das Netznutzungsentgelt ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten (Art. 14 Abs. 2 StromVG). Dabei sind Endverbraucher Netznutzer, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch aus dem Verteilnetz beziehen. Als Endverbraucher gelten auch Endverbraucher, welche integriert in ihrer Verbrauchstätte eine Energieerzeugungsanlage (EEA) oder eine Speicheranlage betreiben.
- (2) Ausgenommen vom Netznutzungsentgelt ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf einer EEA, für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken sowie für Speicher ohne Endverbrauch.
- (3) Das Netznutzungsentgelt ist von nachgelagerten VNB gegenüber ihrem Vorlieger zu entrichten.
- (4) Ein Verteilnetz ist im Eigentum eines Verteilnetzeigentümers (VNE) und wird von einem VNB betrieben. In vielen Fällen sind VNE und VNB die gleiche juristische Person.

3.2 Erstellung, Änderung und Auflösung von Netzanschlüssen

- (1) Der VNB ist für die Festlegung des (Haus-)Anschlusspunktes verantwortlich.
- (2) Der VNB legt, unter Berücksichtigung der gesetzlichen Grundlagen, den vom Netzanschlussnehmer sowohl für Haupt- als auch für Not-, Reserve- und Revisionsanschlüsse zu zahlenden Anschlussbeitrag fest.

- (3) Die Deckung der anteiligen Kosten eines Netzanschlusses kann durch den Netzanschlussnehmer mit zwei Beitragskomponenten erfolgen:
- Netzanschlussbeitrag (NAB), entsprechend den erforderlichen Kosten für die Erstellung des Netzanschlusses des Netzanschlussnehmers,
 - Netzkostenbeitrag (NKB), entsprechend der bestellten Leistungsbeanspruchung des Verteilnetzes, ungeachtet allfälliger Netzausbauten. Erzeuger sind von der Bezahlung von Netzkostenbeiträgen ausgenommen.
- (4) Anpassungen und Wiederanschlüsse des Netzanschlusses gehen zu Lasten des Verursachers. Bei Verstärkungen des Netzanschlusses gelten grundsätzlich die gleichen Bedingungen wie bei Neuanschlüssen. Eine Ausnahme hiervon besteht für Netzanschlussverstärkungen, die durch den Anschluss von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien mit einer Anschlussleistung von über 50 kW verursacht werden (vgl. Branchendokument «Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)» NA/RR – CH).
- (5) Aus dem Netzanschluss- und dem Netzkostenbeitrag lässt sich kein Recht auf Eigentum an den entsprechenden Anlagen ableiten. Die Eigentumsgrenzen werden vertraglich geregelt. Es besteht kein Anspruch auf eine ganze oder teilweise Rückzahlung des Netzanschluss- und des Netzkostenbeitrags. Anpassungen des Netzanschlusses und Wiederanschlüsse sowie Betrieb, Instandhaltung und Ersatz werden im VSE-Branchendokument «Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)» NA/RR – CH geregelt³.
- (6) Die Netzanschlussbeiträge sind bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen.
- (7) Schliessen sich mehrere Grundeigentümer zum Eigenverbrauch zusammen oder richten ein oder mehrere Grundeigentümer einen Zusammenschluss für Mieter ein, hat dieser neu gebildete Endverbraucher das Recht auf einen Netzanschluss. Alle aus diesem Zusammenschluss entstehenden Kosten sind durch den oder die Grundeigentümer zu tragen. Weitere Einzelheiten sind im Handbuch Eigenverbrauchsregelung (HER – CH) definiert.
- (8) Im Fall der Auflösung eines Netzanschlusses ist der VNB berechtigt, vom Netzanschlussnehmer die Erstattung der folgenden Kosten zu verlangen:
- die Kosten für den notwendigen Rückbau (Demontage) des Netzanschlusses,
 - die Kosten für noch nicht abgeschriebene Infrastrukturanlagen des Netzanschlusses (soweit nicht bereits vom Netzanschlussnehmer bezahlt).
- (9) Der VNB hat dem Netzanschlussnehmer die durch die Auflösung des Netzanschlusses entstehenden Kosten auf Nachfrage transparent und nachvollziehbar darzulegen.
- (10) Die finanziellen und kommerziellen Aspekte des Netzanschlusses sind im VSE-Branchendokument «Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)» NA/RR – CH im Detail beschrieben.

³ Der Rohrblock kann beispielsweise dem Grundeigentümer gehören, das Kabel dem VNB.



3.3 Behandlung von Not-, Reserve- und Revisionsanschlüssen

- (1) Für die Kalkulation und Verrechnung der Netznutzungsentgelte sind in der Regel die Hauptanschlüsse relevant. Bei Not-, Reserve- und Revisionsanschlüssen (vgl. zur Definition DC – CH) wird zur Sicherstellung der verursachergerechten Kostentragung ein Beitrag an die Netzkosten geschuldet.
- (2) Wenn durch den Not-, Reserve- oder Revisionsanschluss Redundanzen bestehen (z.B. Anschluss an einen zusätzlichen Versorgungszweig), hat der Netzanschlussnehmer für den zusätzlichen Anschluss die durchschnittlichen Kosten der vorgehaltenen Leistung aller Netzebenen zu bezahlen, die durch die zusätzliche vorgehaltene Leistung betroffen sind.
- (3) Bei Not-, Reserve- und Revisionsanschlüssen zwischen zwei VNB, denen sie im gleichen Umfang (z.B. gleiche Leistungsvorhaltung) dienen (Anschlüsse auf Gegenseitigkeit), fällt in der Regel kein Netznutzungsentgelt an.

3.4 Zulassung von Parallelleitungen

- (1) Im Interesse möglichst geringer volkswirtschaftlicher Kosten ist die Erstellung einer parallelen Netzinfrastruktur (Netzebenenflucht oder auch Netzbetreiberflucht genannt) zu vermeiden. Folgende Ausnahmen sind möglich (abschliessende Aufzählung)⁴:
 - wenn die individuelle quantifizierbare Versorgungsverfügbarkeit massgeblich erhöht werden soll. Dabei trägt der Netzanschlussnehmer bei Überschreitung des Minimalstandards die Kosten und den Ausgleich der Tarifsolidarität (Art. 5 Abs. 5 StromVG) oder
 - wenn der bisherige VNB ein Nachbesserungsrecht hat⁵ oder
 - wenn ein Gleichstand oder eine Erhöhung der Gesamteffizienz aller betroffenen VNB zugunsten der Netzanschlussnehmer nach erfolgter Entschädigung der nicht mehr genutzten Netzteile (Art. 5 Abs. 5 StromVG) und nach Ausgleich der Tarifsolidarität erreicht wird.
- (2) Damit sollen technische und wirtschaftliche Strukturanpassungen möglich sein.

3.5 Netzbetreiber im Netzebenenmodell

- (1) Elektrizitätsnetze bestehen aus einer Vielzahl von Leitungen und Anlagen zur Übertragung und Verteilung von Elektrizität auf hoher, mittlerer oder niedriger Spannung. Die Elektrizitätsnetze dienen überwiegend der Belieferung von Endverbrauchern oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Der Betreiber eines Elektrizitätsnetzes übernimmt in dem ihm vom Kanton zugewiesenen Netzgebiet die öffentliche Anschlusspflicht.
- (2) In diesem Kapitel werden die grundsätzliche Zuordnung der VNB zu den Netzebenen (Kapitel 3.5.1) sowie das Vorgehen bei besonderen Konstellationen (Kapitel 3.5.2 bis 3.5.3) beschrieben. Kapitel 3.5.4 enthält kommerzielle Aspekte des Netzanschlusses von VNB.

3.5.1 Zuordnung von Verteilnetzen zu Netzebenen

- (1) VNB bestimmen innerhalb ihres Netzes die Bedingungen, die für den Anschluss von Netzen dritter VNB an die einzelnen Netzebenen gelten, sofern diese Zuweisung nicht durch die

⁴ Dieser Abschnitt basiert auf den Empfehlungen des Schlussberichts der Arbeitsgruppe Parallelleitungen (AG Par) unter der Leitung des Bundesamts für Energie vom 26. September 2006.

⁵ Es können auch Reserve- und Notanschlüsse eingefügt werden, ohne dass der bisherige VNB gewechselt werden muss.



Netzgebietszuweisung der Kantone geregelt ist. Die Bedingungen müssen nichtdiskriminierend sein und sich am Ziel einer sowohl technisch als auch volkswirtschaftlich effizienten Lösung orientieren⁶.

- (2) Die Zuordnung von nachgelagerten VNB ist für die Netznutzung grundsätzlich nur zu den Netzebenen 3, 5 und 7 möglich.
- (3) Abweichungen von der Zuordnung zu den Netzebenen 3, 5 und 7 sind nur möglich, wenn dadurch die verursachergerechte Kostentragung für alle betroffenen VNB verbessert, ein «Pancaking-Problem» (siehe Kap. 3.5.2 und Anhang 7) gelöst oder historisch gewachsene Strukturen besser abgebildet werden können.

3.5.2 Hintereinander geschaltete und vermaschte Netze («Pancaking-Problem»)

- (1) Wenn Netze unterschiedlicher Eigentümer innerhalb einer Netzebene hintereinandergeschaltet oder auf der gleichen Netzebene vermascht sind, besteht die Gefahr von Doppelbelastungen der Endverbraucher («Pancaking»). Definitionen und Lösungsvorschläge sind in Anhang 7 erläutert.
- (2) Konkrete Lösungen werden zwischen den betroffenen VNB auf dem Verhandlungsweg einvernehmlich ausgearbeitet. Zur Verhinderung des «Pancaking-Problems» sind regional oder auf die Verhältnisse der VNB abgestimmt sinnvolle Lösungen festzulegen.
- (3) Folgende Lösungsansätze sind möglich (nicht abschliessende Liste):
 - Funktionale Aufteilung der Netzebenen in Transport- und Verteilnetzebene,
 - Verträge mit Ausgleichszahlung,
 - Netztarifverbund oder Netzkostenverbund,
 - Strukturbereinigungen,
 - Kostenaufteilung auf Basis von Lastflussberechnungen und übertragener Energie,
 - Weitere bi- oder multilaterale Verhandlungslösungen.

3.5.3 Mehrere direkte Vorlieger

- (1) Ist ein nachgelagerter VNB an mehr als einem vorgelagerten VNB angeschlossen, so ist zur Bestimmung der anteiligen Kostentragung durch das Nachliegernetz eine Verhandlungslösung zwischen den entsprechenden Vorliegernetzen und dem Nachliegernetz herbeizuführen.
- (2) Eine Doppelbelastung der Endverbraucher des Nachliegernetzes, die sich allein durch die unterschiedliche Eigentümerschaft der Vorliegernetze ergibt und die nicht durch höhere effektive Kosten begründet ist, ist nicht zulässig.

3.5.4 Kosten des Netzan schlusses von Verteilnetzbetreibern

- (1) Die finanziellen und kommerziellen Aspekte des Netzan schlusses von Verteilnetzen sind im VSE-Branchendokument «Netzan schluss (für alle Netzan schlussnehmer an das Verteilnetz)» NA/RR – CH im Detail beschrieben.

⁶ Die technischen Bedingungen für den Anschluss an die Netzebenen werden im DC – CH geregelt.



- (2) In der Regel tragen die VNB die jeweiligen Kosten für Bau, Betrieb und Instandhaltung ihrer Anlagen bis zum festgelegten Verknüpfungspunkt gemäss Kapitel 3.7.1 selbst.
- (3) Der vorgelagerte VNB kann nach vordefinierten Kriterien (z.B. vereinbarte Leistung) dem nachgelagerten VNB Netzanschlussbeiträge gemäss VSE-Branchendokument Netzanschluss für alle Anschlussnehmer (NA/RR – CH) Kap. 4.1 in Rechnung stellen.
- (4) Die durch Netzanschlussbeiträge der nachgelagerten VNB gedeckten Netzkosten sind beim vorgelagerten VNB bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte kostenmindernd zu berücksichtigen. Die durch den nachgelagerten VNB bezahlten Netzanschlussbeiträge gelten in dessen Kalkulation als anrechenbare Kosten.

3.6 Energieerzeugungsanlagen (EEA) im Netzebenenmodell

- (1) Neben den Endverbrauchern werden auch EEA einer Netzebene zugeordnet. Die ausführliche Vorgehensweise für derartige Anschlüsse ist im VSE-Branchendokument «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen» NA/EEA – CH beschrieben und geregelt.

3.6.1 Zuordnung von EEA zu Netzebenen

- (1) VNB bestimmen innerhalb ihres Netzes die Bedingungen, die für den Anschluss von EEA an den einzelnen Netzebenen gelten. Die Bedingungen müssen nichtdiskriminierend sein und sich am Ziel einer sowohl technisch sinnvollen als auch volkswirtschaftlich effizienten Lösung orientieren⁷. Deshalb ist die Zuordnung von EEA für die Netznutzung im Verteilnetz grundsätzlich nur zu den Netzebenen 3, 5 und 7 möglich.
- (2) Für alle Erzeuger bzw. EEA gelten die nachfolgenden Netznutzungsprinzipien gleichermassen, unabhängig von der Netzebene, auf der sie einspeisen.
- (3) Ist eine EEA in Unterwerken oder Transformatorstationen gleichzeitig an überspannungs- und unterspannungsseitigen Sammelschienen angeschlossen (z.B. Haupt- und Notanschluss), wird sie der Netzebene des Hauptanschlusses zugeordnet.
- (4) Dieser Grundsatz gilt für die Ermittlung der energetischen Werte für die Kostenwälzung, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen der beteiligten EEA und VNB.
- (5) In Abbildung 11 ist das Vorgehen beispielhaft für eine Situation mit einem Vorlieger, einem Erzeuger und zwei Nachliegern dargestellt: Die für die Verrechnung der Netznutzung relevante Leistung/Energie für die VNB B bzw. C sind die Werte gemäss Zähler Z3 bzw. Z4.
- (6) EEA im Eigentum eines Elektrizitätswerks sind gleich zu behandeln wie EEA von Dritten (Nichtdiskriminierung).

⁷ Die technischen Bedingungen für den Anschluss an die Netzebenen werden im DC – CH geregelt.



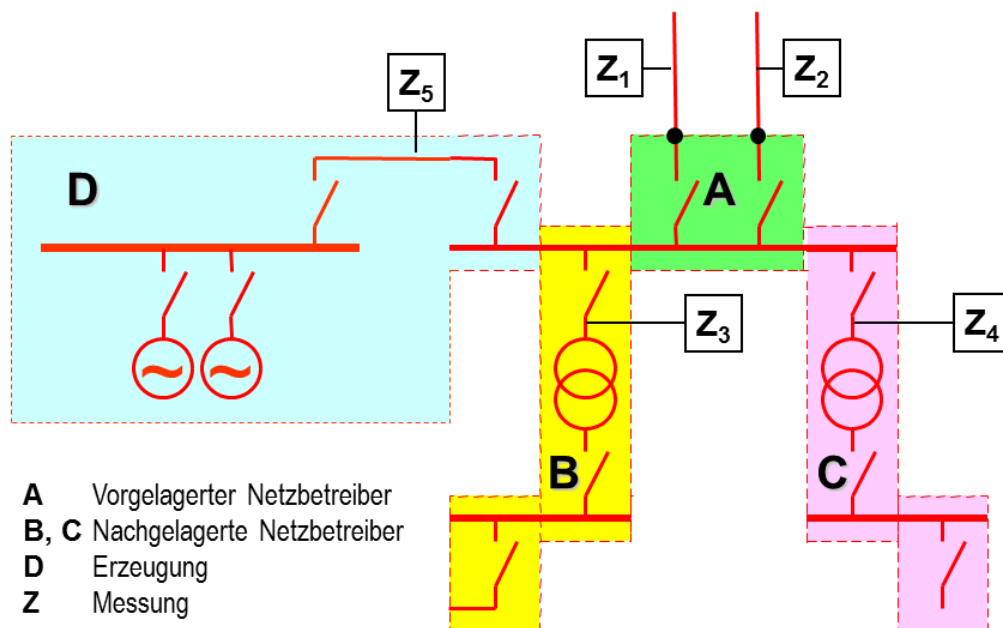


Abbildung 11 Einspeisungen in Unterwerken und Transformatorenstationen

3.6.2 Befreiung des Eigenbedarfs von EEA vom Netznutzungsentgelt

- (1) Der Eigenbedarf (Hilfsspeisung gemäss EnV) einer EEA ist die elektrische Leistung und die Energie, die für den unmittelbaren Betrieb benötigt wird. Eingeschlossen dabei ist der Verbrauch der für den Betrieb unentbehrlichen Neben- und Hilfsanlagen. Der Eigenbedarf kann dabei von der EEA direkt oder aus Netzen Dritter bezogen werden, wobei ersteres zu bevorzugen ist.
- (2) Die nachstehenden Ausführungen gelten sowohl für EEA, die mit einer Frequenz von 50 Hz, als auch für solche, die mit 16.7 Hz betrieben werden.
- (3) An die EEA werden keine Netznutzungsentgelte verrechnet. Der VNB kann den EEA Kosten für den Bezug und die Lieferung von Blindenergie verrechnen.
- (4) Als EEA wird eine funktionale und wirtschaftliche Einheit bezeichnet, die über den Betrachtungszeitraum von einem Jahr mehr elektrische Energie erzeugt als verbraucht. Dient der Hauptzweck einer Gesamtanlage nicht der Stromproduktion, wird lediglich deren Erzeugungsanlage als Kraftwerk bezeichnet. Der Energieverbrauch aller der Energieproduktion vor- oder nachgelagerten Prozesse, deren Hauptzweck nicht die Stromproduktion ist, ist netznutzungsentgeltspflichtig.
- (5) In einer EEA gilt der Energieverbrauch aller Prozesse, die hauptsächlich der Stromproduktion dienen, als Eigenbedarf und ist während des ordentlichen Betriebs vom Netznutzungsentgelt und allen artverwandten Entgelten (vgl. Anhang 11) entsprechend den Vorgaben von StromVG und StromVV befreit.
- (6) Unabhängig vom Hauptzweck einer EEA ist der Energieverbrauch von Prozessen, die nicht der Stromproduktion dienen, nicht von Netznutzungsentgelten und weiteren Entgelten und Abgaben gemäss Anhang 11 befreit. Dies gilt insbesondere für die Aufbereitung und Einspeisung von Abwärme einer Anlage in Wärmenetze oder in die Versorgung nicht betriebsnotwendiger Anlagen und Liegenschaften.

- (7) Stillstandszeiten von EEA während der normalen Betriebszyklen und während Revisionen gelten als ordentlicher Betrieb. Neubau, erhebliche bauliche Erweiterungen oder Rückbau (ab Einstellung des Leistungsbetriebs) einer EEA gelten beispielsweise nicht als ordentlicher Betrieb. Nur die von der EEA im ordentlichen Betrieb bezogene Energie ist von der Netznutzung befreit. Ein Kraftwerk wird mit dem Ende des Leistungsbetriebs zum Endverbraucher.
- (8) Zum Eigenbedarf zählen beispielsweise folgende Betriebsmittel, die direkt für den Betrieb einer EEA notwendig sind: Steuer- und Regelanlagen, Leitstellen, Hilfsbetriebe wie Lager-, Lüftungs- und Beleuchtungsanlagen, Wirkverluste bis zum Verknüpfungspunkt (Maschinentransformator, Wechselrichter usw.) und die Energie für Werkzeuge während einer Revision (ordentlicher Betrieb).
- (9) Die Aufteilung des Energieverbrauchs einer Gesamtanlage in einen hauptsächlich für den Betrieb der Stromproduktion und einen für den Betrieb eines weiteren Zwecks notwendigen Verbrauch soll in erster Linie messtechnisch vorgenommen werden. Fehlt die entsprechende Messinfrastruktur und wäre der Einbau einer solchen unverhältnismässig, so ist zwischen den Partnern eine Schlüsselung zu verabreden. Für die Wahl der Schlüssel sind anlagentypische Kennwerte (Literatur) anzuwenden. Die Schlüsselung ist mit vertretbarer Regelmässigkeit auf ihre Richtigkeit zu überprüfen.
- (10) Für die Kostentragung beim Anschluss von Eigenbedarfsanlagen an das Verteilnetz gelten die Regelungen der Kapitel 3.6.2 bis 3.6.6 sinngemäss.

3.6.3 Kosten des Netzanschlusses von Erzeugungseinheiten

- (1) Der Erzeuger trägt bei Neuanschlüssen die Kosten für den direkten Anschluss (ausgenommen Ausnahmen gemäss Kapitel 3.6.5). Im Fall von unverhältnismässigen Mehrkosten für den VNB (resp. die angeschlossenen Endverbraucher) bezahlt er zudem die Kosten für einen allfälligen Ausbau auf der Netzseite des Verknüpfungspunkts (grün gestrichelter Trafo, siehe Kapitel 3.6.4).



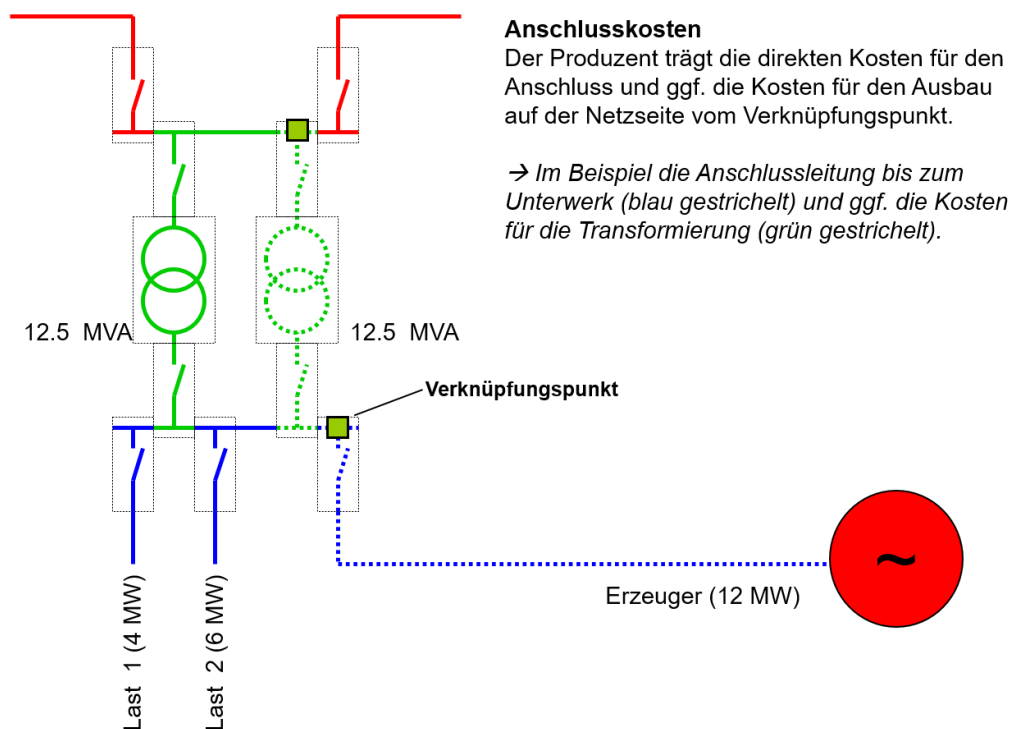


Abbildung 12 Anschlusskosten von EEA

3.6.4 Angemessene Kostentragung durch Erzeuger in Verteilnetzen

- (1) In Anwendung von Art. 16 Abs. 3 StromVV müssen unverhältnismässige Mehrkosten, die wegen des Anschlusses oder des Betriebs von EEA in Verteilnetzen entstehen, in einem angemessenen Umfang durch die Erzeuger getragen werden. Ausgenommen von dieser Regelung sind Netzverstärkungen, welche über die nationale Netzgesellschaft finanziert werden (siehe Kapitel 3.6.6).
- (2) Die Bestimmung der unverhältnismässigen Mehrkosten erfolgt unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten. Bei der Beurteilung der Mehrkosten sind alle Kosten, die nach StromVV in der Kostenrechnung eines Netzes zu berücksichtigen sind, einzubeziehen.
- (3) Die unverhältnismässigen Mehrkosten sind für den jeweiligen Einzelfall zu ermitteln und auszuweisen. Pauschalen (je MW oder A) sind nicht zulässig.
- (4) Unverhältnismässige Mehrkosten liegen dann vor und sind anteilmässig durch die Erzeuger zu tragen, wenn eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:
 - Die Mehrbeanspruchung eines Betriebsmittels durch den neu hinzukommenden Erzeuger übersteigt 20% der für die Versorgung erforderlichen Kapazität.
 - Die durchschnittliche Änderung der Netznutzungstarife auf der gleichen und der nachgelagerten Netzebene beträgt mehr als 2%. Für die Erstellung des Anschlusses gilt Abschnitt 3.6.1.

3.6.5 Angemessene Kostentragung bei bestehenden Anschlüssen

- (1) Die Beurteilung erfolgt pro (Haus-)Anschlusspunkt, d.h., es muss bei jedem (Haus-)Anschlusspunkt der lokale Kontext des Verteilnetzes betrachtet werden (Last versus Erzeugung). An jedem (Haus-)Anschlusspunkt wird der Faktor F berechnet:

$$F = \frac{2 \cdot \text{Verbrauchslast}}{\text{Installierte Produktionsleistung}}$$

- (2) Allgemein wird in den meisten Unterwerken die doppelte Transformatorenleistung gegenüber der Netzlast installiert, damit der Service ohne Unterbruch der Versorgung möglich ist, aber nur gerade die notwendige Leistung der Produktion erbracht werden kann.
- Ist $F \geq 1$, muss der Erzeuger nicht an den Netzkosten partizipieren.
 - Ist $F < 1$, wird der Erzeuger verpflichtet, an den Netzkosten zu partizipieren unter Berücksichtigung der Kriterien für Neuanschlüsse in Kapitel 3.6.4.
- (3) Kosten für notwendige Verstärkungen von Anschlussleitungen zwischen Parzellengrenze und Verknüpfungspunkt aufgrund eines Anschlusses einer EEA aus erneuerbaren Energien über 50 kW Anschlussleistung sind bis zu einer Obergrenze von 50 Franken pro neu installierte Erzeugungsleistung (kW) anrechenbare Kosten des Übertragungsnetzes. Kosten, die die Obergrenze übersteigen, sind durch den Erzeuger zu tragen. Der VNB reicht die Gesuche auf Vergütung monatlich bei der nationalen Netzgesellschaft ein und erstattet den Erzeugern die Vergütung nach Auszahlung der Vergütung durch die nationale Netzgesellschaft. Weiterführende Informationen sind im VSE-Branchendokument «Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)» NA/RR – CH aufgeführt.

3.6.6 Abgeltung von Netzverstärkungskosten aufgrund erneuerbarer Energien

- (1) Kosten für Netzverstärkungen, die zur Einspeisung von elektrischer Energie aus EEA notwendig werden, sind anrechenbare Netzkosten. Bei Netzverstärkungen für den Anschluss von EEA aus erneuerbaren Energien werden dem VNB die Kosten von der nationalen Netzgesellschaft vergütet:
- bei Anschluss an die Netzebene 3 und 5 sowie für die Verstärkung der Transformation der Netzebene 6, die effektiv angefallenen Kosten nach Bewilligung durch die EICOM.
 - bei Anschluss an die Netzebene 7 eine pauschale Abgeltung pro neu installierte Erzeugungsleistung (kW), unabhängig davon, ob eine Netzverstärkung realisiert wurde. Die Höhe beträgt 59 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung.
- (2) Die erhaltenen Vergütungen für Netzverstärkungen hat der VNB in seinem Geschäftsbericht jährlich auszuweisen und vom regulatorischen Anlagevermögen in Abzug zu bringen.
- (3) Weiterführende Informationen sind im VSE-Branchendokument «Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)» NA/RR aufgeführt.

3.6.7 Partnerkraftwerke 50 Hz/16.7 Hz (StromVV Art. 1, Abs. 3)

- (1) Partnerkraftwerke 50 Hz/16.7 Hz sind kombinierte 50 Hz-Kraftwerke, die über einen Frequenzumrichter zeitgleich in einer örtlich-wirtschaftlichen Einheit in das 16.7-Hz-Bahnstromnetz einspeisen (StromVV Art. 1, Abs. 3).



- (2) Das Bahnstromnetz gilt nicht als Endverbraucher für den Teil der Elektrizität, den das 50 Hz-Kraftwerk
- erzeugt und zeitgleich in einer örtlich-wirtschaftlichen Einheit in das 16.7 Hz-Netz einspeist;
 - für den Eigenbedarf und den Antrieb der Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken (Art. 14a Abs. 2 und 3 StromVG) bezieht und die anschliessend erzeugte Elektrizitätsmenge wieder in das 50-Hz-Netz zurückgespeist wird.

3.7 Endverbraucher im Netzebenenmodell

3.7.1 Zuordnung von Endverbrauchern zu Netzebenen

- (1) Die VNB bestimmen innerhalb ihres Netzes die Bedingungen, die für den Anschluss von Endverbrauchern an die einzelnen Netzebenen gelten. Die Bedingungen müssen nichtdiskriminierend sein und sich am Ziel einer sowohl technisch als auch volkswirtschaftlich effizienten Lösung orientieren. Deshalb ist die Zuordnung von Endverbrauchern für die Netznutzung grundsätzlich nur zu den Netzebenen 3, 5 und 7 möglich. Abbildung 13 gibt einen Überblick über die Zuordnung von Endverbrauchern zu den Netzebenen 5 und 7 bei unterschiedlichen Eigentumsverhältnissen.
- (2) Sind die Kundenanlagen an der Netzebene 7 angeschlossen, wird ihnen das Netznutzungsentgelt für die Netzebene 7 verrechnet. Dabei ist es unerheblich, ob die Eigentumsgrenze am Schalter oder an der Sammelschiene verläuft oder der Endverbraucher ausserhalb der Transformatorenstation angeschlossen ist. Sind Kundenanlagen an der Mittel- oder Hochspannungsebene an das Netz des VNB angeschlossen, wird ihnen das Netznutzungsentgelt der Netzebene 5 oder Netzebene 3 verrechnet. Dies gilt sowohl für den Fall, dass der Kundentransformator in der Transformatorenstation des VNB an der Sammelschiene des VNB angeschlossen ist, als auch für den Fall, dass der Endverbraucher ausserhalb der Transformatorenstation an die Mittelspannungsleitung des VNB angeschlossen ist. Innerhalb einer Netzebene können differenzierte Tarife gelten (vgl. Kapitel 7.1.1).



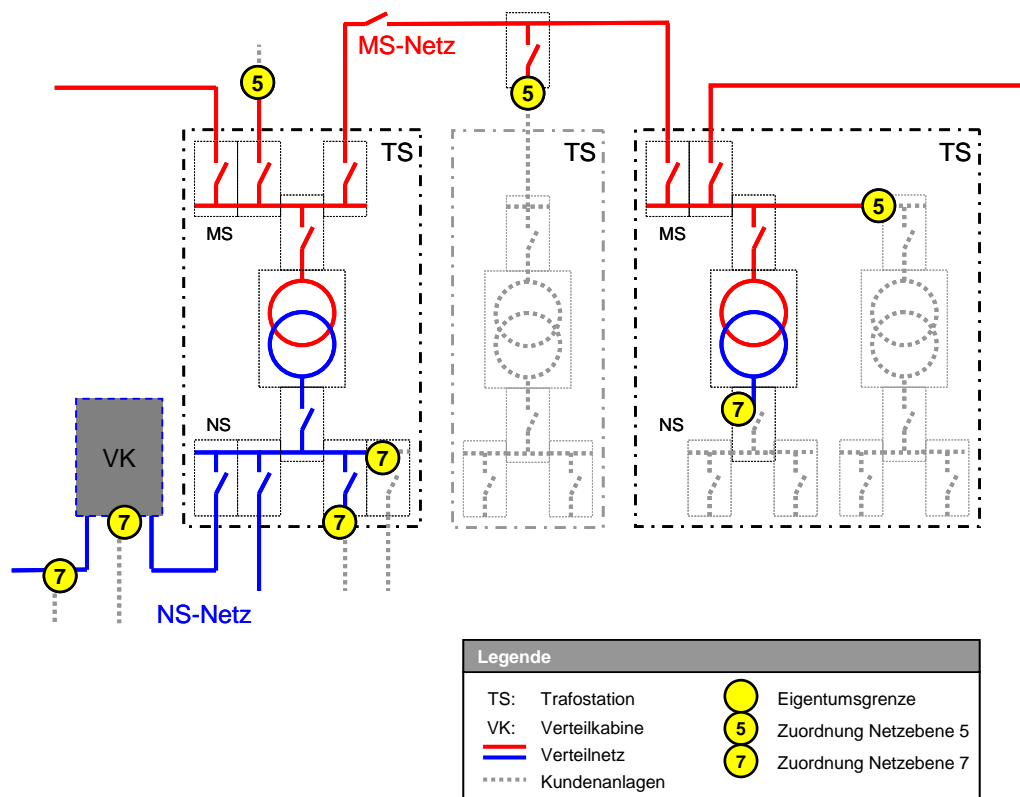


Abbildung 13 Zuordnung von Endverbrauchern auf Netzebenen

- (3) Bei der Genehmigung von Anschlüssen berücksichtigt der VNB die Kapazität der bestehenden Anschlüsse, die Versorgungsqualität sowie den zukünftigen Leistungs- und Energiebedarf. Abweichungen können gelten, sofern sie nichtdiskriminierend sind. Bestehende Verträge werden berücksichtigt (vgl. Artikel 30 StromVV).

3.7.2 Beispiel zur Handhabung bestehender Verträge

- (1) Anhand eines Transformators auf Netzebene 6, der im Eigentum des VNB ist, und eines Transformatorenraums, der im Eigentum des Endverbrauchers ist, zeigt das folgende Beispiel Möglichkeiten zur Handhabung bestehender Verträge, die von der Abgrenzung der Netzebenen im Netznutzungsmodell für Verteilnetze abweichen. (Beispiel gilt sinngemäss für die Netzebenen 2 und 4):
- Wird der Transformator nur von einem Endverbraucher genutzt, kann der VNB diesem Endverbraucher, zusätzlich zum Netznutzungsentgelt der Netzebene 5, die anteiligen durchschnittlichen Kosten der Transformatorenebene direkt verrechnen.
 - Als weitere Lösung ist ein Verkauf des Transformators an den Endverbraucher denkbar.
 - Ist der Transformator für die Versorgung mehrerer Endverbraucher erforderlich, kann der VNB dem Netzanschlussnehmer für die Nutzung der Räume eine Abgeltung zahlen. Dem Endverbraucher wird das Netznutzungsentgelt der Netzebene 7 entsprechend seinem Bezugsprofil verrechnet.

3.7.3 Kosten des Netzanschlusses von Endverbrauchern

- (1) Die finanziellen und kommerziellen Aspekte des Netzanschlusses von Endverbrauchern sind im VSE-Branchendokument «Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)» NA/RR – CH im Detail beschrieben.

3.7.4 Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung (Arealnetze)

- (1) Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung, wie beispielsweise auf Industriearealen, gelten gemäss StromVG nicht als Elektrizitätsnetze. Die Rechte und Pflichten für Arealnetze sind im Elektrizitätsgesetz (EleG), in der Starkstromverordnung und der Verordnung über elektrische Niederspannungsinstallationen (NIV) enthalten.
- (2) Endverbraucher in Arealnetzen sind natürliche oder juristische Personen, die weder Betreiber noch Besitzer der elektrischen Anlagen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung sind, aber die Elektrizität über eine eigene Messstelle für den eigenen Verbrauch (Endverbrauch) beziehen. Mit dem Urteil vom 18. Februar 2014 hat das Bundesgericht klargestellt, dass Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh zwingend durch den konzessionierten VNB versorgt werden müssen. Der Arealnetzbetreiber darf die Endverbraucher ohne Marktzugang daher nicht mit Energie versorgen. Die Grundversorgung obliegt dem VNB.
- (3) Mehrfamilienhäuser, z.B. Hochhäuser oder Überbauungen usw. sind keine Arealnetze. (Ein Zusammenschluss verschiedener, nicht marktberechtigter Endverbraucher zum Zweck der Erlangung der Marktberechtigung [Bündelkunden] ist nicht zulässig.)
- (4) Weitere Angaben zu Arealnetzen finden sich im VSE-Branchendokument «Arealnetze» (AN – CH).

3.7.5 Elektrizitätsleitungen im Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

- (1) Eigenverbrauch liegt vor, wenn Betreiber von Anlagen, die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selbst verbrauchen und/oder die selbst produzierte Energie zum Verbrauch am Ort der Produktion ganz oder teilweise veräussern. Wenn sich ein Zusammenschluss auf einer Spannungsebene unter 1 kV auf NE7 befindet, kann die Anschlussleitung sowie der entsprechende Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch genutzt werden (vgl. spezielle Regelungen gemäss VSE-Branchendokument «Handbuch Eigenverbrauchsregelungen» (HER – CH)).
- (2) Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist vom VNB insbesondere in Bezug auf die Tarifierung und die Abrechnung wie ein einzelner Endverbraucher zu behandeln. Auf Antrag des Zusammenschlusses rechnet der VNB einzelne Endverbraucher, welche nicht am Zusammenschluss teilnehmen wollen, virtuell aus dem Zusammenschluss heraus.
- (3) Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch, die vor dem 31.12.2024 gebildet wurden, sind vom VNB am (Haus-)Anschlusspunkt bis zu deren Auflösung mit einer einzigen Messung auszustatten⁸. Die Verteilung der selbst produzierten Energie am Ort der Produktion erfolgt innerhalb des Zusammenschlusses über die Hausinstallation (Privatkabel), welche der Niederspannungsinstallationsverordnung unterliegt und nicht als Verteilnetznetz gilt.

⁸ Im erläuternden Bericht zu Art. 8a^{sexies} Abs. 9 StromVV wird präzisierend festgehalten, dass Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch nach den bis 31.12.2024 geltenden Regelungen gegenüber dem VNB nur über einen Messpunkt verfügen und die Teilnehmer innerhalb des Zusammenschlusses kein Anrecht auf intelligente Messsysteme der VNB haben.



- (4) Weitere Informationen zum Zusammenschluss zum Eigenverbrauch finden sich im VSE-Branchendokument «Handbuch Eigenverbrauchsregelung» (HER – CH).

3.7.6 Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)

- (1) Endverbraucher, Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energien und Speicherbetreiber können sich zu einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft zusammenschliessen und die selbst erzeugte Elektrizität innerhalb dieser Gemeinschaft absetzen. Sie nehmen dafür das Netz des VNB in Anspruch.
- (2) Der VNB stattet jeden Teilnehmer einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft mit einem intelligenten Messsystem aus.
- (3) Die Teilnehmer einer LEG verbleiben – im Gegensatz zum ZEV – einzelne Endverbraucher gegenüber dem VNB. Auch bleibt deren Status des Netzzugangs sowie deren Recht auf Netzzugang unangetastet.
- (4) Weitere Informationen zur lokalen Elektrizitätsgemeinschaft finden sich im VSE-Branchendokument «Lokale Elektrizitätsgemeinschaften» (LEG – CH).

3.7.7 Elektro-Ladestationen – Verhältnis Betreiber und Nutzer

- (1) Betreiber von Elektro-Ladestationen erbringen Dienstleistungen wie Betrieb und Wartung der Infrastruktur und gelten daher als Endverbraucher (Stellungnahme Bundesrat vom 23. November 2016). Mit dem blossen Aufladen eines Elektrofahrzeuges geht der Nutzer selbst kein Rechtsverhältnis mit dem VNB ein.
- (2) Die Betreiber von öffentlichen Elektro-Ladestationen können die Preise frei gestalten (mit Berücksichtigung weiterer Dienstleistungen wie Parkgebühren etc.) und diese den Nutzern der Ladestationen in Rechnung stellen.

3.8 Speicher im Netzebenenmodell

- (1) Unter Speichern werden Anlagen zum Zweck der Zwischenspeicherung elektrischer Energie in beispielsweise elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speichern verstanden. Sie gelten gemäss StromVG als Endverbraucher, unterliegen aber in Bezug auf die Bezahlung von Netznutzungstarifen besonderen Regeln.
- (2) Verursacht der Anschluss von Speichern unverhältnismässige Kosten, beispielsweise für Netzverstärkungen, sind diese wie bei Erzeugungsanlagen von den Speicherbetreibern zu tragen. (vgl. Kapitel 3.6.3 und 3.6.4)
- (3) Weitere Informationen zum Anschluss von Speichern finden sich im VSE-Branchendokument «Handbuch Speicher» (HBSP) und im VSE-Branchendokument «Lokale Elektrizitätsgemeinschaften» (LEG – CH)».

3.8.1 Speicher integriert mit Verbrauchsstätten (Mischformen)

- (1) Werden Speicher integriert mit Verbrauchsstätten betrieben und bilden diese Anlagen eine örtliche und wirtschaftliche Einheit, sind die Speicher diesen Anlagen zuzuordnen und entsprechend wie Endverbraucher zu behandeln. Elektrofahrzeuge nutzen die über eine Verbrauchsstätte geladene



Batterie in erster Linie für den Fahrzeugbetrieb, können aber mit einem entsprechenden Managementsystem auch elektrische Energie von der Batterie (Zwischenspeicher) in die Verbrauchsstätte oder in das Verteilnetz einspeisen.

- (2) Sowohl für feste als auch für mobile (Elektrofahrzeuge) Speicher mit Endverbrauch wird für die aus dem Verteilnetz bezogene Elektrizität die Netznutzung verrechnet. Wird die Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Verteilnetz eingespeist, kann der Endverbraucher eine Rückerstattung der Netznutzungsentgelte für die zurückgespeiste Energie beim VNB beantragen.
- (3) Die Berechnung und Abwicklung der Rückerstattung des Netznutzungsentgeltes für Speicher mit Endverbrauch ist in Kapitel 7.7 detailliert beschrieben.

3.8.2 Speicher ohne Endverbrauch

- (1) Gespeicherte Energie ist diejenige Energie, die aus dem Netz bezogen, gespeichert und bei Bedarf (mit Ausnahme der System- und Speicherverluste) wieder ins Netz eingespeist wird. Bei Speicherpumpen ist es zum Beispiel diejenige Energie, die aufgewendet wird, um Wasser über ein Pumpsystem in ein Speicher- bzw. Energieproduktionssystem zu transportieren (aus Einzugsgebiet oder Ausgleichsbecken). Das Wasser wird anschliessend bei Bedarf zur Energieerzeugung verwendet.
- (2) Speicher, welche mit keinem Endverbraucher verbunden sind, Energie ausschliesslich zu Speicherungszwecke vom Netz beziehen und diese zu einem späteren Zeitpunkt wieder einspeisen, sind vom Netznutzungsentgelt befreit. Dadurch ist sichergestellt, dass diese Energie nicht zweimal mit Netznutzungsentgelten (inkl. allg. SDL, Netzzuschlag nach Art. 35 EnG, Stromreserve und solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz) belastet und die Netznutzung gemäss Ausspeisemodell den Endverbrauchern angelastet wird.
- (3) Es ist sicherzustellen, dass die für den Betrieb, der von Speichern ohne Endverbrauch bezogenen Energie und Leistung nicht in den Kostenwälz- und Verrechnungsprozess einbezogen wird (analog der Regelung zum Eigenbedarf von EEA und Pumpenergie).
- (4) Die Zuordnung zu Netzebenen, die Befreiung des Eigenbedarfs, die Kosten für den Netzanschluss und die Mehrkosten in den Netzen im Zusammenhang mit dem Anschluss von Speichern erfolgt analog den Erzeugungsanlagen.

3.8.3 Bewirtschaftung von Speichern: Spannungshaltung und Lastmanagement

- (1) Mit dem kontinuierlichen Anstieg der Erzeugungsleistung durch dezentrale Erzeugungsanlagen treten potenziell negative Auswirkungen auf die Versorgungsqualität auf. Dies stellt Herausforderungen an das Verteilnetz in Bezug auf die Spannungshaltung und das Lastmanagement dar. Mögliche Massnahmen, eine stabile Versorgung sicherzustellen, sind beispielsweise ein gezielter Netzausbau/Verstärkung oder das Abregeln von PV-Anlagen (Peak-Shaving).
- (2) Auch Speicheranlagen können einen Beitrag leisten, indem sie netzdienliche oder systemdienliche Dienstleistungen gegenüber einem Netzbetreiber erbringen.
- (3) Netzdienliche Dienstleistungen dienen der Spannungshaltung, wobei durch gezielte Massnahmen auch einem potenziellen Netzausbau entgegengewirkt werden kann. Um lokale Spannungsschwankungen durch die Kontrolle der Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom auszugleichen, können



Speichersysteme Blindleistung zur Verfügung stellen. Ein zentral gesteuertes Blindleistungsmanagement des VNB ermöglicht eine effiziente Nutzung des zulässigen Spannungsbandes und kann so zur Stabilisierung des Netzbetriebes beitragen. Ein verursachergerechtes Blindenergieverrechnungskonzept sollte implementiert werden, so dass monetäre Anreize zur netzdienlichen Optimierung der Spannungsregelung und Blindenergie geschaffen werden.

- (4) Systemdienliche Dienstleistungen umfassen beispielsweise Frequenzregelungen oder die Bereitstellung von Reservekapazität. Speicher, die Flexibilität bieten, können Schwankungen im Stromnetz ausgleichen, indem sie dazu beitragen, ein Gleichgewicht zwischen Stromverbrauch und Stromproduktion zu bewahren. Je nach Netzsituation kann die optimale Anwendung der genannten Ansätze variieren, sodass eine flexible und angepasste Herangehensweise erforderlich ist, um die Netzstabilität und Versorgungssicherheit effektiv zu gewährleisten. Die Bedingungen wie Umfang und Entschädigung dieser Dienstleistungen sind bilateral zu regeln. Sie können auch durch technische Anschlussbedingungen geregelt werden, in welchen spezifische Anforderungen und Vorgaben festgelegt werden.
- (5) Für Speicher, die nicht separat vom VNB gemessen werden, ist die Erbringung von Netzdienstleistungen zugunsten des VNB ausgeschlossen. Dies kann der Fall sein, wenn ein Speicher innerhalb eines ZEV, als Teilnehmer einer LEG oder eines Arealnetzes angeschlossen ist. Werden vor allem grössere Speicher nicht in das Verteilnetz integriert, kann das Auswirkungen auf die Spannungshaltung haben. Entsprechende spezifische technische Rahmenbedingungen in Bezug auf Blindleistungsregelung und Einspeiseleistung sind hier festzulegen.

3.9 Flexibilitäten

- (1) Als Flexibilität wird die Möglichkeit verstanden, den Bezug aus dem Netz oder die Einspeisung ins Netz zu beeinflussen. Dies kann auf Veranlassung durch den VNB oder einen anderen Akteur direkt (mittels Steuerung) oder indirekt (durch Anreize oder Nutzungsbeschränkungen) erfolgen. Der Endverbraucher, Produzent oder Speicherbetreiber ist dabei Flexibilitätsinhaber; die Nutzung muss grundsätzlich vertraglich geregelt und vergütet werden. Eine Flexibilität kann zu marktdienlichen, netzdienlichen oder systemdienlichen Zwecken genutzt werden. Wie und ob eine Flexibilität zu mehreren Zwecken genutzt werden kann, ist derzeit noch nicht abschliessend geklärt und kann vertraglich geregelt werden. Dem VNB stehen zwei Nutzungsmöglichkeiten exklusiv zur Verfügung: Einerseits die «garantierte Nutzung», mit der die Einspeisung produzierter Elektrizität beschränkt werden und im Gefährdungsfall gesteuert werden darf. Andererseits ist dies die Nutzung «bestehender Flexibilitäten», die die Weiternutzung schon genutzter Flexibilitäten erlaubt. Weitere Regelungen sind in Anhang 9 aufgeführt.

4. Ermittlung der anrechenbaren Kosten der Netznutzung

- (1) Um die Anforderungen aus StromVG und StromVV erfüllen zu können, ist der Aufbau einer betrieblichen Kostenrechnung notwendig.
- (2) Im Folgenden werden die Prinzipien der Kostenermittlung als Basis für die Berechnung der Netznutzungsentgelte beschrieben. Dabei werden die Abgrenzung der anrechenbaren Kosten, die Grundlagen der Kostenzuweisung auf Kostenträger und Kostenstellen sowie die Umsetzung der Kostenwälzung behandelt.



4.1 Anrechenbare Kosten

- (1) Die für die Netznutzung anrechenbaren Kosten der VNB setzen sich gemäss Art. 7 Abs. 3 StromVV insbesondere aus folgenden Positionen zusammen:
 - a. kalkulatorische Kapitalkosten der Netze;
 - b. Anlagen, die auf Basis der Wiederbeschaffungspreise bewertet werden;
 - c. Betriebskosten der Netze;
 - d. Kosten der Netze höherer Netzebenen;
 - e. Kosten der SDL;
 - e^{bis} Kosten im Zusammenhang mit der Stromreserve gemäss der Winterreserveverordnung vom 25. Januar 2023 (WResV);
 - e^{ter} Kosten nach Art. 15a StromVG;
 - g. Verwaltungskosten;
 - h. Kosten für Netzverstärkungen nach Art. 15b StromVG;
 - i. Kosten für Netzanschlüsse und Netzkostenbeiträge;
 - j. weitere individuell in Rechnung gestellte Kosten;
 - k. Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen⁹;
 - l. direkte Steuern;
 - m. Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme einschliesslich der Vergütungen;
 - n. Kosten für innovative Massnahmen; und
 - o. Kosten für die Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion¹⁰.
- (2) Von diesen anrechenbaren Kosten sind sonstige Erlöse in Abzug zu bringen.
- (3) Detailinformationen bezüglich der anrechenbaren Kosten und der Kostenzuordnung können dem VSE-Branchendokument «Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz (KRSV – CH)» entnommen werden.

4.2 Grundprinzipien der Kostenzuweisung

- (1) Die Zuweisung der anrechenbaren Kosten für die Netznutzung erfolgt auf zwei Arten:
 - Kostenzuordnung nach dem Wälzmodell (Kostenwälzung),
 - Kostenzuordnung nach anderen Kriterien.
- (2) In Tabelle 1 ist definiert, welche Kostengruppen nach dem Wälzmodell und welche Kostengruppen nach anderen Kriterien zugeordnet werden.

⁹ Diese stellen zwar keine anrechenbare Netzkosten dar, sind aber dennoch Teil der Netznutzungsentgelte.

¹⁰ Die Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion haben gem. StromVG (Version vom 1.1.2026) keine gesetzliche Grundlage, werden jedoch in Art. 13c StromVV weiterhin als anrechenbare Kosten geführt. Die Differenz ist noch mit BFE/EICom zu klären. Die Kosten-Position wird im KRSV aufgrund der Rückmeldung von BFE/EICom ggf. wieder angepasst bzw. gelöscht.



Kostengruppe	Kostenzuordnung nach Wälzmodell	Kostenzuordnung nach anderen Kriterien
Kalkulatorische Kapitalkosten der Netze (Netzinfrastuktur)	X	
Betriebskosten der Netze	X	
Kosten der Netze höherer Netzebenen	X	
Kosten der allg. SDL, der Stromreserve und des Tarifizuschlags für solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz ¹¹		X
Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme	X	
Kosten von innovativen Massnahmen (Art. 15 Abs. 3bis lit. d StromVG und Art. 13b StromVV)	X	
Verwaltungskosten der Netze		X
Direkte Steuern		X
Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen ¹²		X*
Sonstige Erlöse ¹³		X
Auflösung Deckungsdifferenzen		X

*Nicht individuell zugeordnete Kosten und Abgaben werden nach dem Wälzmodell zugeordnet

Tabelle 1 Methode der Kostenzuweisung pro Kostengruppe

- (3) Für eine sachgerechte Zuteilung in der Kostenwälzung sind verschiedene Grössen notwendig. Die Bruttoenergie, die Nettoenergie und die Nettoleistung dienen unterschiedlich gewichtet als Bemessungsgrundlage für die Verteilung der Netzkosten und werden im Folgenden definiert.
- Die **Bruttoenergie** umfasst die an angeschlossene Endverbraucher¹⁴ abgegebene gemessene elektrische Energie je Netzebene. Die für den Eigenverbrauch erzeugte Energie wird in der Bruttoenergie nicht berücksichtigt. Hingegen fliesst die in einer LEG intern ausgetauschte Energie in die Bruttoenergie ein. Die Bruttoenergie umfasst die Einspeisungen aus dem vorgelagerten und dem eigenen Netz, abzüglich der Netzverluste und eventueller abzugsberechtigter Zeitreihen¹⁵.
 - Die **Nettoenergie** gibt die tatsächlich aus der vorgelagerten Netzebene physikalisch bezogene Energiemenge wieder. Damit wird berücksichtigt, dass die in den nachgelagerten Netzebenen eingespeisten Energiemengen aus dezentralen Erzeugungsanlagen in der Wälzung zu keinen zusätzlichen Kosten führen, da diese die auf der jeweiligen Netzebene bezogene Energie teilweise kompensieren. Die Nettoenergie wird in der Regel direkt an den Übergabestellen zwischen den Netzebenen gemessen, wobei die abzugsberechtigten Zeitreihen¹⁴ abgezogen werden müssen. Alternativ kann die Nettoenergie aus der Bruttoenergie berechnet werden: die Nettoenergie ergibt sich aus der Bruttoenergie abzüglich der dezentralen Einspeisung und zuzüglich der Netzverluste in den nachgelagerten Netzen.
 - Die **Nettoleistung** berechnet sich aus den von den höheren Netzebenen bezogenen und zeitgleich über alle Übergangspunkte zwischen den Netzebenen ermittelten höchsten Leistungen (siehe hierzu auch 4.3.2). Sie entspricht dem Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen,

¹¹ Umfasst die Kosten für Netzverstärkungen nach Artikel 15b StromVG und die Kosten der Unterstützungsmassnahmen gemäss Artikel 14bis StromVG.

¹² Diese stellen zwar keine anrechenbare Netzkosten dar, sind aber dennoch Teil der Netznutzungsentgelte.

¹³ Für Erlöse aus aktivierten Eigenleistungen erfolgt die Kostenzuordnung nach dem Wälzmodell.

¹⁴ In Abhängigkeit der vorliegenden Grundkonfiguration (vgl. Anhang 7) wird die Bruttoenergie sowohl für die direkt angeschlossenen Endverbraucher, als auch für die an dieser Netzebene angeschlossenen nachgelagerten VNB verwendet.

¹⁵ Unter abzugsberechtigte Zeitreihen fallen der Eigenbedarf von EEA, Pumpenergie und Energie für das Laden von Speichern ohne Endverbrauch.



welche direkt angeschlossene Endverbraucher und nachgelagerte VNB sowie die Netze der tieferen Netzebenen vom Netz der höheren Netzebene beansprucht haben.

Bei mehreren Netzübergabestellen einer Gruppe (Endverbraucher einer Netzebene einerseits und die nachgelagerte Netzebene andererseits) steht es dem vorgelagerten VNB unter

Berücksichtigung der Verursachergerechtigkeit frei, bei der Ermittlung der Höchstleistung den Umgang mit allfälligen Rücklieferungen festzulegen. Hierunter fällt bspw. die Frage, ob die Abgabe mit dem Bezug saldiert wird oder nicht (siehe hierzu auch Anhang 8).

- (4) Die verwendete Datengrundlage zur Ermittlung von Nettoenergie und Nettoleistung sollte konsistent sein, z. B. durch die Nutzung derselben Zeitreihe.
- (5) Zur sachgerechten Zuteilung der Kosten nach anderen Kriterien je Kundengruppe können die Kosten den Endverbrauchern und VNB auf einer Netzebene direkt oder über Kostenschlüssel zugeteilt werden. Als Kostenschlüssel können beispielsweise die Anzahl Messpunkte, die Anzahl Kunden, die Brutto- oder Nettoenergie, die Leistung oder eine gewichtete Kombination mehrerer der genannten Parameter herangezogen werden.

4.2.1 Kostenzuordnung nach dem Wälzmodell (Kostenwälzung)

- (1) Beim Wälzmodell werden die zu verteilenden Kosten je Netzebene anhand von Brutto- bzw. Nettoenergiemengen und Nettoleistungswerten den an der betreffenden Netzebene direkt angeschlossenen Endverbrauchern und nachgelagerten VNB, sowie den Verbrauchern der nachgelagerten Netzebenen zugewiesen.
- (2) Die zu wälzenden Kosten einer Netzebene werden auf einer (Hilfs-)Kostenstelle (KS_n) gesammelt. Sie ergeben sich durch die Addition der wälzbaren Kosten dieser Netzebene (wälzbare Kosten aus Netzebene n) und der Kosten, die aus der vorgelagerten Netzebene der eigenen Unternehmung gewälzt bzw. vom vorliegenden VNB verrechnet (wälzbare Kosten aus Netzebene $n-1$) werden. Auf derselben Kostenstelle werden also auch die gewälzten Kosten der vorgelagerten Netzebene $n-1$ (Anteil aus KS_{n-1}) erfasst.
- (3) Im Rahmen der Kostenwälzung werden die Kosten der Kostenstelle der Netzebene n (KS_n) gemäss der vordefinierten Wälzformel dem Kostenträger «Endverbraucher der Netzebene n (EV_n)» (kann direkt angeschlossene Endverbraucher und direkt angeschlossene nachgelagerte VNB beinhalten¹⁴) einerseits und der «Kostenstelle der Netzebene $n+1$ (KS_{n+1})» andererseits verrechnet. Dieser Mechanismus ist in Abbildung 14 am Beispiel der Netzebene n dargestellt. Das Vorgehen bei mehreren beteiligten VNB wird in Kapitel 5 beschrieben.



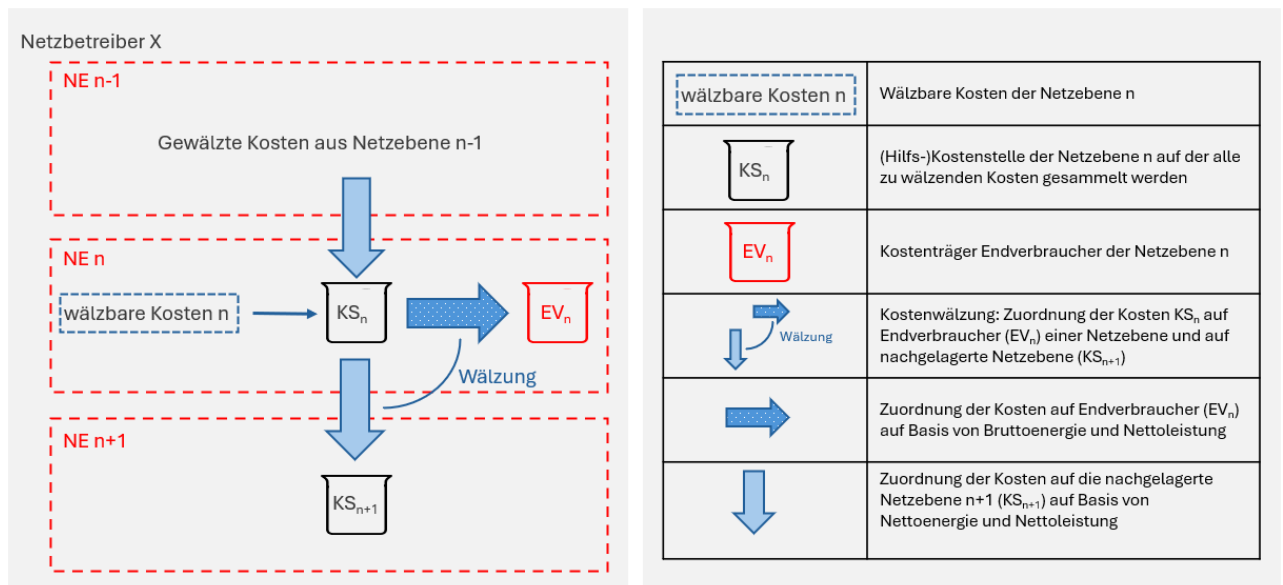


Abbildung 14 Kostenwälzung am Beispiel der Netzebene n

- (4) Die Kostenwälzung wird schrittweise von der höchsten eigenen Netzebene (z.B. Netzebene 3) bis zur niedrigsten eigenen Netzebene (z.B. Netzebene 7) durchgeführt.
- (5) Die Kostenzuweisung ergibt sich gemäss StromVV:
 - zu 10% aus der elektrischen Energie, die aus dem betreffenden Netz während eines Tarifjahres bezogen wurde. Dabei ist für die Anlastung der Kosten auf derselben Netzebene die Bruttoenergie massgebend, bzw. für die Anlastung der Kosten für nachgelagerte Netzebenen die Nettoenergie (siehe (6)).
 - zu 90% aus der durchschnittlichen tatsächlichen monatlichen Höchstleistung eines Tarifjahres, welche direkt angeschlossene Endverbraucher und VNB sowie die Netze der tieferen Netzebene vom Netz der höheren Netzebene beanspruchen (Nettoleistung).
- (6) Für die Berechnung des Kostenblocks, der den tieferen Netzebenen angelastet wird, ist nach dem Nettoprinzip die Nettoenergie anzuwenden, i.e. werden allfällige dezentrale Einspeisemengen mit der Bezugsmenge saldiert, so dass nur die tatsächlich physikalisch aus der jeweils vorgelagerten Netzebene bezogenen Mengen berücksichtigt werden.
- (7) Für die Berechnung der Kostenblöcke, die pro Netzebene den direkt angeschlossenen Endverbrauchern¹⁴ (EV_n) zugewiesen werden, ist die Bruttoenergie anzuwenden.
- (8) Zur Durchführung der Wälzung werden die Werte aus dem SDAT-Messdatenaustauschprozess herangezogen.

4.2.2 Kostenzuordnung nach anderen Kriterien (direkt zuweisbare Kosten)

- (1) Neben den Kosten, welche nach dem Wälzmodell zugeordnet werden, gibt es Kosten, welche aufgrund anderer Kriterien verteilt werden. Dabei werden die Kosten den Endverbrauchern und VNB auf einer

Netzebene direkt oder über Kostenschlüssel zugeteilt. Die direkte Kostenzuweisung bei mehreren beteiligten VNB wird in Kapitel 5.3 behandelt.

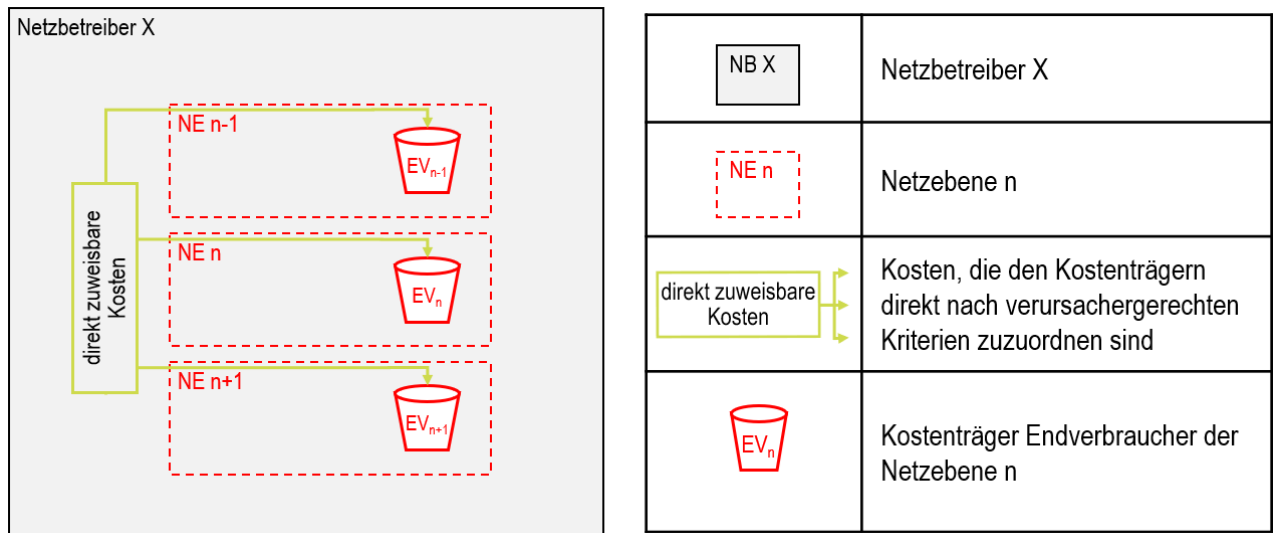


Abbildung 15 Zuweisung der direkt zuweisbaren Kosten an die Kostenträger

- (2) Die Kriterien für die verursachergerechte Verrechnung der Kosten sind für jede Kostengruppe nach unternehmensindividuellen Schlüsseln nachvollziehbar festzulegen und schriftlich festzuhalten. Das Kostenrechnungsschema (KRSV – CH) des VSE enthält Beispiele für Schlüssel der einzelnen Kostengruppen.
- (3) Die Verrechnung der allg. SDL des Übertragungsnetzes, der Stromreserve sowie des Tarifzuschlags für solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz erfolgt direkt von der nationalen Netzgesellschaft an die VNB auf Basis der von diesen deklarierten Bruttoenergiewerten, bzw. der gegenüber Swissgrid selbstdeklarierten endverbrauchten elektrischen Energie. Die VNB weisen diese Kosten direkt den jeweiligen Kostenträgern «Endverbraucher der Netzebene n» zu.

4.3 Umsetzung der Kostenwälzung

4.3.1 Berechnung der gewälzten Kosten

- (1) Die Kostenblöcke, die pro Netzebene den Endverbrauchern der Netzebene und den nachgelagerten Netzebenen zugewiesen werden, sind wie folgt zu berechnen:

- Kostenblock, der auf Netzebene n durch direkt angeschlossene Endverbraucher (EV_n) auf dieser Netzebene zu tragen ist:

$$KB_{n \text{ an } EV} = (K_n + KB_{n-1 \text{ an } n}) \cdot \left[0.1 \cdot \frac{BruttoE_n}{NettoE_{n+1} + BruttoE_n} + 0.9 \cdot \frac{NettoP_n}{NettoP_{n+1} + NettoP_n} \right]$$

- Kostenblock, der von Netzebene n an die nachgelagerte NE $n + 1$ gewälzt wird:

$$KB_{n \text{ an } n+1} = (K_n + KB_{n-1 \text{ an } n}) \cdot \left[0.1 \cdot \frac{NettoE_{n+1}}{NettoE_{n+1} + BruttoE_n} + 0.9 \cdot \frac{NettoP_{n+1}}{NettoP_{n+1} + NettoP_n} \right]$$

- (2) Je nach Grundkonfiguration¹⁴ (siehe Anhang 7) unterliegt der Kostenblock $KB_{n \text{ an } EV}$, der auf Netzebene n den angeschlossenen Endverbraucher und den an dieser Netzebene angeschlossenen nachgelagerten VNB zugewiesen wird, einem erneuten Wälzungsschritt gemäss den entsprechenden Wälzungsparametern.

(3) Beschreibung der verwendeten Variablen

n	Netzebene n , wobei $n = 3, 4, 5, 6, 7$
EV	direkt angeschlossene Endverbraucher
K_n	Wälzbare Kosten der Netzebene n
$KB_{n-1 \text{ an } n}$	Kostenblock, der von der vorgelagerten Netzebene $n - 1$ auf Netzebene n gewälzt wird
$KB_{n \text{ an } EV}$	Kostenblock, der auf Netzebene n von EV zu tragen ist
$KB_{n \text{ an } n+1}$	Kostenblock, der von Netzebene n auf die nachgelagerte Netzebene $n + 1$ gewälzt wird
$NettoE_{n+1}$	Nettoenergie über ein Jahr, die von Netzebene n an die nachgelagerte Netzebene $n + 1$ abgegeben wird
$BruttoE_n$	Bruttoenergie über ein Jahr, die von Netzebene n an EV auf Netzebene n abgegeben wird
$NettoP_n$	Jährliche Nettoleistung, die von Netzebene n an EV auf Netzebene n abgegeben wird
$NettoP_{n+1}$	Jährliche Nettoleistung, die von Netzebene n an die nachgelagerte Netzebene $n + 1$ abgegeben wird

4.3.2 Ermittlung der Leistungswerte für die Kostenwälzung

- (1) Der Kostenwälzung wird der Nettoleistungsbezug des jeweiligen Vorjahres zugrunde gelegt (Nachkalkulation mit Ist-Werten). Hinsichtlich der Ermittlung der Nettoleistung existieren drei bekannte Auffassungsvarianten, welche sich bezüglich der Berücksichtigung von Rückspeisungen unterscheiden (siehe Anhang 8). In den Leistungswerten zur Bestimmung der zuzuweisenden Kostenblöcke können im Rahmen der Tarifikalkulation erwartete Anpassungen (Planwerte) enthalten sein. Der Leistungsbezug von Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken, Speichern ohne Endverbrauch sowie der Eigenbedarf von EEA ist für die Wälzung nicht zu berücksichtigen.
- (2) In der Regel wird das Höchstlastverfahren gemäss Art. 17 StromVV angewandt. In diesem Verfahren werden die Leistungsmaxima pro Gruppe je Netzebene ermittelt. Dabei ergeben sich die Leistungswerte jeder Gruppe zum Zeitpunkt der individuellen Höchstlast der Gruppe. Die individuellen Höchstlasten der Gruppen können zeitungleich sein und müssen nicht gleichzeitig mit der Spitzenlast auftreten (vgl. nachfolgendes Beispiel für zwei Gruppen mit fiktiven Lastverläufen in Abbildung 16).



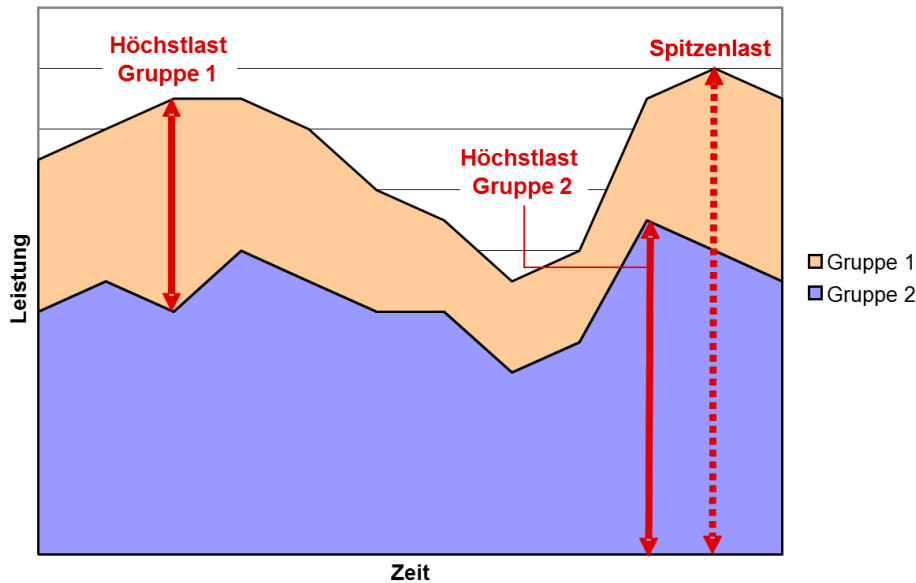


Abbildung 16 Höchstlastverfahren – fiktiver Lastverlauf für zwei Gruppen

- (3) Dabei ergeben sich die Leistungswerte in der Wälzformel als Mittelwerte über die zwölf Monatsmaxima. Den jeweiligen Monatsmaxima liegen die Leistungsspitzen aller Endverbraucher j (angeschlossene Endverbraucher und angeschlossene nachgelagerte VNB) einer Netzebene einerseits sowie die Leistungsspitze der nachgelagerten Netzebene andererseits zugrunde. Die Leistungsspitze basiert auf viertelstündlichen zeitgleichen Messungen. Entsprechend lassen sich die bereits eingeführten Variablen zur Nettoleistung weiter ausführen:

$$NettoP_n = \sum_j NettoP_{n,j} = \sum_j \sum_{m=1}^{12} \frac{P_{max_{n,j,m}}}{12}$$

wobei

$$\sum_{m=1}^{12} \frac{P_{max_{n,j,m}}}{12} = \frac{P_{max_{n,j,jan}} + P_{max_{n,j,feb}} + \dots + P_{max_{n,j,dez}}}{12}$$

- (4) Für die Nettoleistung $NettoP_n$ wird das durchschnittliche Monatsmaximum der Endverbraucher-Zeitreihe mit dem durchschnittlichen Monatsmaximum der nachgelagerten VNB-Zeitreihe addiert.
- (5) Für die Nettoleistung $NettoP_{n+1}$ werden die durchschnittliche Monatsmaxima der Zeitreihen von der höheren NE n zur tieferen Netz- oder Teilnetzebene $n + 1$ addiert (siehe auch Anhang 8). In der Regel sind diese Zeitreihen an den Übergabestellen zwischen den Netzebenen gemessen. Bei fehlender unternehmensinterner Leistungsmessung zwischen den Netzebenen eines VNB sind die benötigten Leistungswerte jeder Gruppe durch den entsprechenden VNB nach nachvollziehbaren und schriftlich festgehaltenen Kriterien zu bestimmen. Diese Kriterien sind einvernehmlich zwischen den betroffenen VNB zu vereinbaren. Zwischen verschiedenen VNB sind Messungen vorgeschrieben.

4.3.3 Ermittlung der Energiewerte für die Kostenwälzung

- (1) Für die Plan-Kostenwälzung und die prognostizierten Energiewerte zur Bestimmung der zuzuweisenden Kostenblöcke können im Rahmen der Tarifikalkulation erwartete Anpassungen (Planwerte) enthalten sein. Die Nachkalkulation erfolgt mit Ist-Werten. Dabei werden die Energiemengen entsprechend um abzugsberechtigte Zeitreihen reduziert.
- (2) Je nach Grundkonfiguration (vgl. Anhang 7) werden direkt angeschlossene nachgelagerte VNB wie direkt angeschlossene Endverbraucher (EV_n) behandelt. Zur Ermittlung der Bruttoenergie kann daher die an Endverbraucher abgegebene gemessene elektrische Energie und abhängig von der gewählten Grundkonfiguration, die von den direkt angeschlossenen nachgelagerten VNB gemeldete Bruttoenergiemenge verwendet werden.
- (3) Zur Ermittlung der Nettoenergie werden die im untergelagerten Netz eingespeisten Elektrizitätsmengen mitberücksichtigt, d.h. dem nachgelagerten Netz wird nur diejenige Menge angelastet, welche über die Netzübergabestelle aus der jeweils vorgelagerten Netzebene abgegeben wird (siehe hierzu auch 4.2 (2)). Die Nettoenergie ist an einer Netzübergabestelle zwischen zwei VNB messbar. Je nach Grundkonfiguration wird für nachgelagerte VNB auch die Nettoenergie angewendet.

5. Abwicklung zwischen VNB

- (1) In der Kostenrechnung eines VNB gelten die Grundprinzipien bezüglich Kostenwälzung bzw. direkter Kostenzuweisung, die in Kapitel 4.2.1 und Kapitel 4.2.2 beschrieben wurden. Zwischen VNB werden Kosten in Form von Tarifen verrechnet. Die über die Tarife des vorgelagerten VNB verrechneten Kosten gehen als Kostenkategorie «Kosten der Vorliegernetze» in die Kalkulation der Netzentgelte der Nachliegernetze ein.
- (2) Die folgenden Kapitel und Abschnitte enthalten Grundsätze, die bei der Verrechnung der Kosten zwischen VNB zu beachten sind. In Kapitel 5.1 wird zunächst die organisatorische Abwicklung erläutert. Kapitel 5.2 enthält Anhaltspunkte für die Ermittlung der Energie- und Leistungswerte, die der Abrechnung zwischen VNB zugrunde gelegt werden. Die Abwicklung der Verrechnung zwischen VNB ist Gegenstand von Kapitel 5.3. Auf das Thema Tarifstrukturen für die Verrechnung zwischen VNB wird in Kapitel 5.4 eingegangen.

5.1 Organisatorische Abwicklung der Netznutzung

- (1) Die VNB veröffentlichen die Endverbrauchertarife bis spätestens 31. August des Jahres vor der Gültigkeit.
- (2) Damit die VNB ihre Netznutzungstarife über alle Netzebenen hinweg rechtzeitig bis zu diesem Termin bestimmen und veröffentlichen können, erfolgt eine kaskadenartige Weitergabe der notwendigen Information, die von der Netzebene 1 bis hinunter zur Netzebene 7 reicht. Hierbei gelten folgende Termine für die Kommunikation an nachgelagerte VNB:

– Bekanntgabe des WACC für das folgende Tarifjahr durch UVEK (BFE)	28. Februar ¹⁶
– Übertragungsnetz	31. März
– Netzebene 2 und 3	30. April

¹⁶ Gemäss Art. 13 Abs. 3ter StromVV veröffentlicht das UVEK den WACC für das Folgejahr jeweils bis Ende März. Der VSE lehnt eine spätere Bekanntgabe entschieden ab aufgrund fehlender Kongruenz mit der Kaskadenordnung zur Weitergabe der notwendigen Informationen an die VNB.



- Netzebene 4 und 5
- Netzebene 6 und 7

31. Mai
30. Juni

- (3) Können im Ausnahmefall die genannten Termine nicht eingehalten werden, muss der vorliegende Netzbetreiber seine Nachlieger frühzeitig über die Verzögerung und zugrunde liegende Gründe informieren. In Absprache mit dem Vorlieger können die Vorjahreswerte verwendet werden.

5.2 Energie- und Leistungswerte für die Abrechnung zwischen VNB

- (1) Die Verrechnung der Netzkosten an nachgelagerte VNB erfolgt in Form von kostenbasierten Verrechnungstarifen, wobei die Kosten sachgerecht auf Tarifkomponenten wie beispielsweise Grund-, Arbeits- und Leistungstarife aufgeteilt werden können.

5.2.1 Energiewerte

- (1) Die Verrechnung der Energiewerte (Arbeitstarif) kann anhand von Bruttoenergiewerten oder Nettoenergiewerten durchgeführt werden. Um eine Verrechnung auf Basis der Bruttoenergiewerte durchführen zu können, müssen die dazu notwendigen Energiewerte in der notwendigen Periodizität (z.B. monatlich) dem Vorlieger mitgeteilt werden. Die Verrechnung der Netzkosten an nachgelagerte VNB kann auf Basis von Pro-Forma-Werten erfolgen, wenn die Daten über die effektiven Bruttoenergiewerte nicht rechtzeitig vorliegen. Eine Verrechnung auf Basis der Nettoenergiewerte erfolgt anhand der Messwerte an den entsprechenden Übergabestellen.

5.2.2 Leistungswerte

- (1) Nachfolgend werden die Grundprinzipien für die Ermittlung der Leistungswerte für die Abrechnung bei verschiedenen Netzkonstellationen dargestellt. Detailliertere Angaben enthält der das VSE-Branchendokument «Metering Code Schweiz» (MC – CH).
- (2) Die Verrechnung der Netzkosten an nachgelagerte VNB kann auf Basis von Pro-Forma-Werten erfolgen, wenn die Daten über den effektiven Leistungsbezug nicht rechtzeitig vorliegen.
- (3) Der abrechnungsrelevante Leistungswert eines nachgelagerten VNB ist die Höchstleistung in Bezugsrichtung, vermindert um die abzugsberechtigten Zeitreihen, sofern sie gemeldet werden. Der genaue Prozess ist im VSE-Branchendokument «Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz» (SDAT – CH) im Teil Messdatenaustauschprozesse beschrieben.

5.2.2.1 Gleicher Vorlieger

- (1) Die Anforderungen an die Leistungsmessung für die Abrechnung bei mehreren Übergabestellen des gleichen Vorliegers ergeben sich folgendermassen:

Übergabestellen auf der gleichen Netzebene

- (2) Anspruch auf zeitgleiche Messung besteht, sofern für alle (Haus-)Anschlusspunkte für die Netznutzung und alle betrieblichen Belange gemäss StromVG ein einziger VNB als Vertrags- und Ansprechpartner bezeichnet ist. Das Nachliegernetz muss eine «eigenständige Netzeinheit» bilden.



- (3) Eine eigenständige Netzeinheit liegt vor, wenn ein regional zusammenhängendes Gebiet von einem VNB versorgt wird. Den Netznutzern (Endverbrauchern) einer Netzeinheit müssen bei gleicher Bezugscharakteristik gleiche Netznutzungstarife verrechnet werden.

Übergabestellen auf unterschiedlichen Netzebenen

- (4) Liegen die Übergabestellen zum vorgelagerten VNB auf unterschiedlichen Netzebenen, besteht kein Anspruch auf zeitgleiche Messung an den Übergabestellen.

5.2.2.2 Reserveleitungen

- (1) Bei Reserveleitungen ist eine zeitgleiche Messung vorzusehen, wenn sie am gleichen vorgelagerten Netz angeschlossen sind wie die Hauptleitung. Befindet sich die Übergabestelle zur Reserveleitung in einem Drittnetz, so besteht kein Anspruch auf zeitgleiche Messung.

5.2.2.3 Verschiedene Vorlieger

- (1) Wenn ein VNB an die Netze mehrerer direkter Vorlieger angeschlossen ist, besteht die Gefahr von Doppelbelastungen der Endverbraucher. Die jeweils betroffenen VNB haben durch geeignete Massnahmen sicherzustellen, dass keine Doppelbelastung der Endverbraucher resultiert, die sich allein durch die unterschiedliche Eigentümerschaft der Netze ergibt und die nicht durch höhere effektive Kosten begründet ist (vgl. Anhang 7).

5.3 Verrechnung zwischen VNB

- (1) Die folgenden Abschnitte enthalten Lösungsansätze zur Umsetzung der Verrechnung und Tarifsetzung zwischen VNB.

5.3.1 Abwicklung bei ausschliesslich fremden Nachliegern

- (1) Der vorgelagerte VNB sammelt auf dem Kostenträger «nachgelagerte VNB der Netzebene n» die gewälzten und die direkt zugewiesenen Kosten¹⁷. Auf der Basis dieses Kostenträgers legt er die Tarife gegenüber den nachgelagerten VNB fest. Der VNB setzt gegenüber strukturell vergleichbaren VNB der gleichen Netzebene einheitliche Tarife an (vgl. Abbildung 17).

¹⁷ Die Kosten der allg. SDL des Übertragungsnetzbetreibers, die Kosten der Stromreserve und die solidarisierten Kosten werden jedem VNB direkt in Rechnung gestellt. Diese werden ausschliesslich den Endverbrauchern (Kostenträgern) zugewiesen.



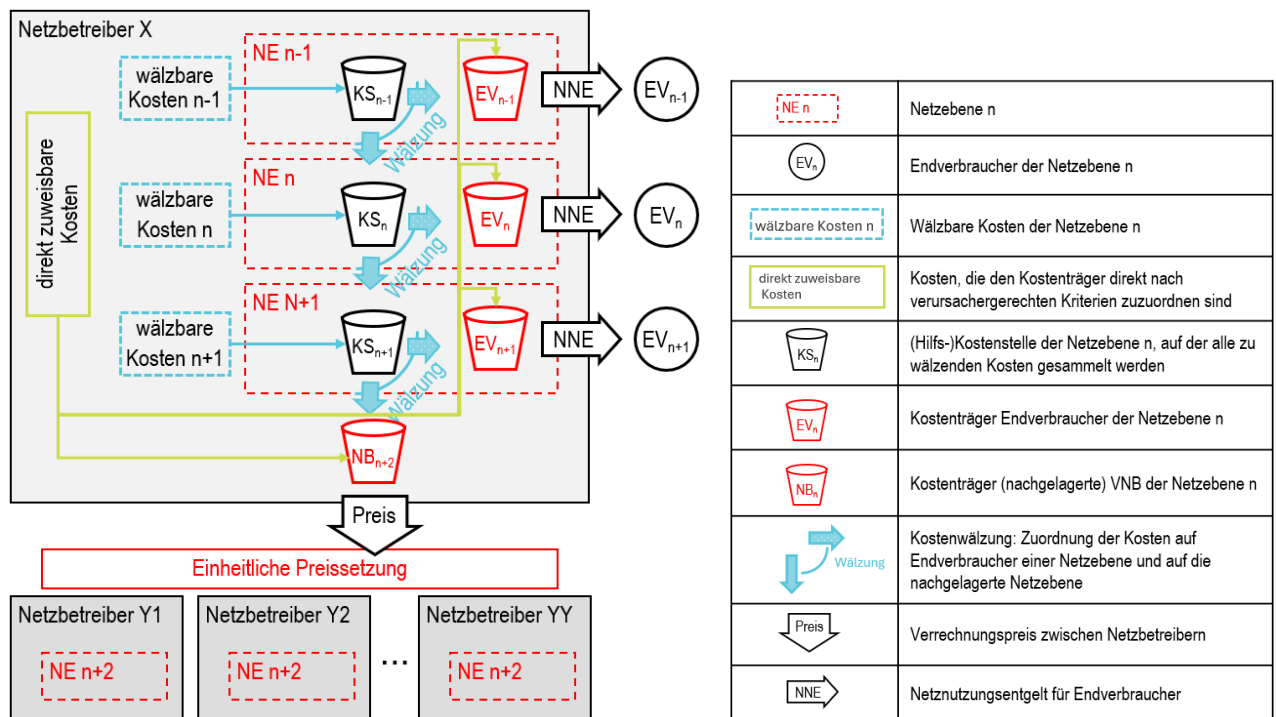


Abbildung 17 Verrechnung zwischen VNB bei ausschliesslich fremden Nachliegern

5.3.2 Abwicklung bei eigenen und fremden Nachliegern

- (1) Wenn auf einer nachfolgenden Netzebene sowohl fremde als auch eigene VNB tätig sind, ist eine nichtdiskriminierende Lösung zu wählen, welche die Gleichbehandlung der eigenen und fremden Nachlieger sicherstellt. Die folgenden beiden Varianten zeigen, wie eine nichtdiskriminierende Behandlung von nachgelagerten VNB erreicht werden kann. Beim Vorliegen eines «Pancaking-Problems» können weitere Varianten gemäss Anhang 7 angewendet werden.

Variante 1: Wälzformel als Kostenschlüssel

- (2) In der ersten Variante wird die Nichtdiskriminierung der eigenen und fremden Nachliegernetze dadurch erreicht, dass der Kostenträger «Nachliegernetze» (in Abbildung 18 bezeichnet als NB_nN_{N+2}) unter sinngemässer Anwendung der Wälzformel (vgl. Abschnitt 4.3.1) in die zwei Kostenträger «eigene Nachliegernetze» und «fremde Nachliegernetze» aufgeteilt wird. Die direkt zuweisbaren Kosten¹⁸ sind von diesem Schritt nicht betroffen, da sie direkt den eigenen Endverbrauchern und dem Kostenträger «fremde Nachliegernetze» zugewiesen werden.

¹⁸ Die Kosten der allg. SDL des Übertragungsnetzbetreibers, die Kosten der Stromreserve und die solidarisierten Kosten werden jedem VNB direkt in Rechnung gestellt (vgl. Anhang 7 Hintereinandergeschaltete und vermaschte Netze). Diese werden ausschliesslich den Endverbrauchern (Kostenträger) zugewiesen.

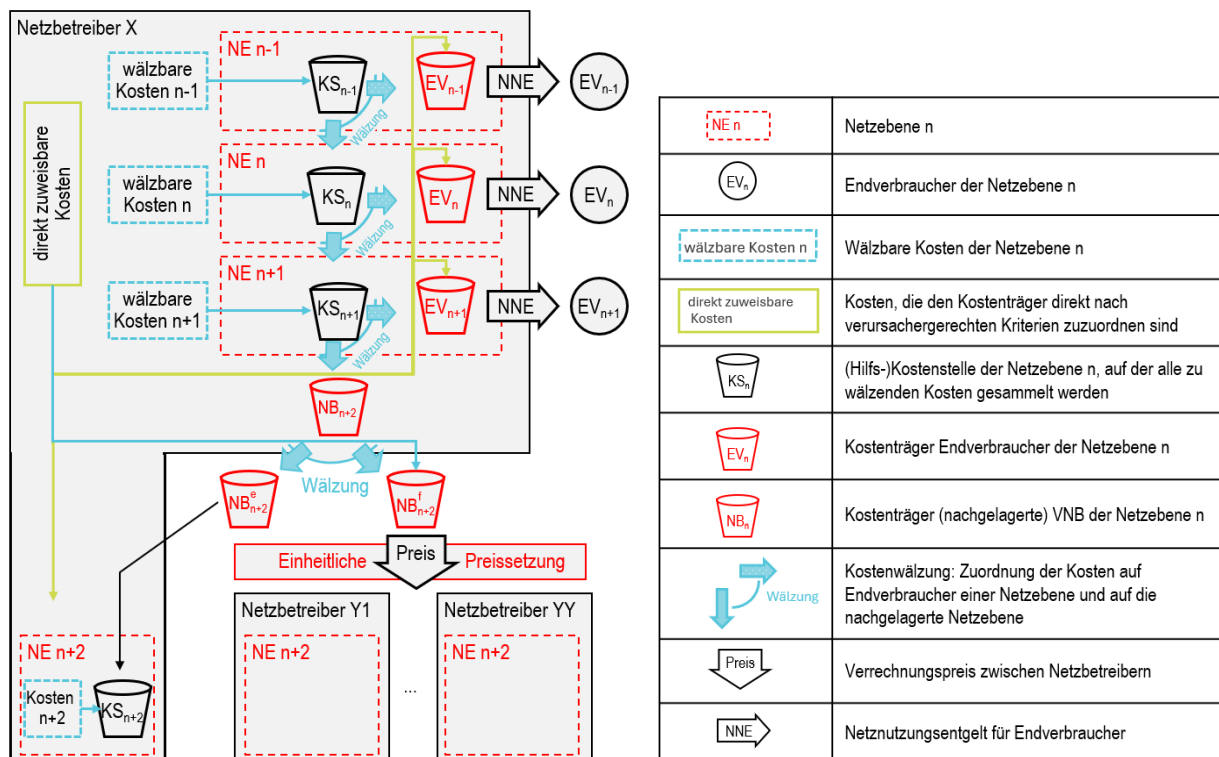


Abbildung 18 Verrechnung zwischen VNB bei eigenen und fremden Nachliegern (Variante 1: Wälzformel)

- (3) Der Kostenträger «eigene Nachliegernetze» kann im Rahmen der unternehmensinternen Kostenwälzung weiterverwendet werden. Der Kostenträger «fremde Nachliegernetze» dient als Basis für die Ermittlung der Tarife gegenüber den fremden Nachliegern.

Variante 2: Verrechnungstarife als Kostenschlüssel

- (4) In der zweiten Variante behandelt der Vorlieger sein eigenes Nachliegernetz wie ein fremdes Nachliegernetz und wendet dieselben Verrechnungstarife, die er gegenüber den fremden Nachliegern verrechnet, auch als interne Verrechnungstarife an (vgl. Abbildung 19).

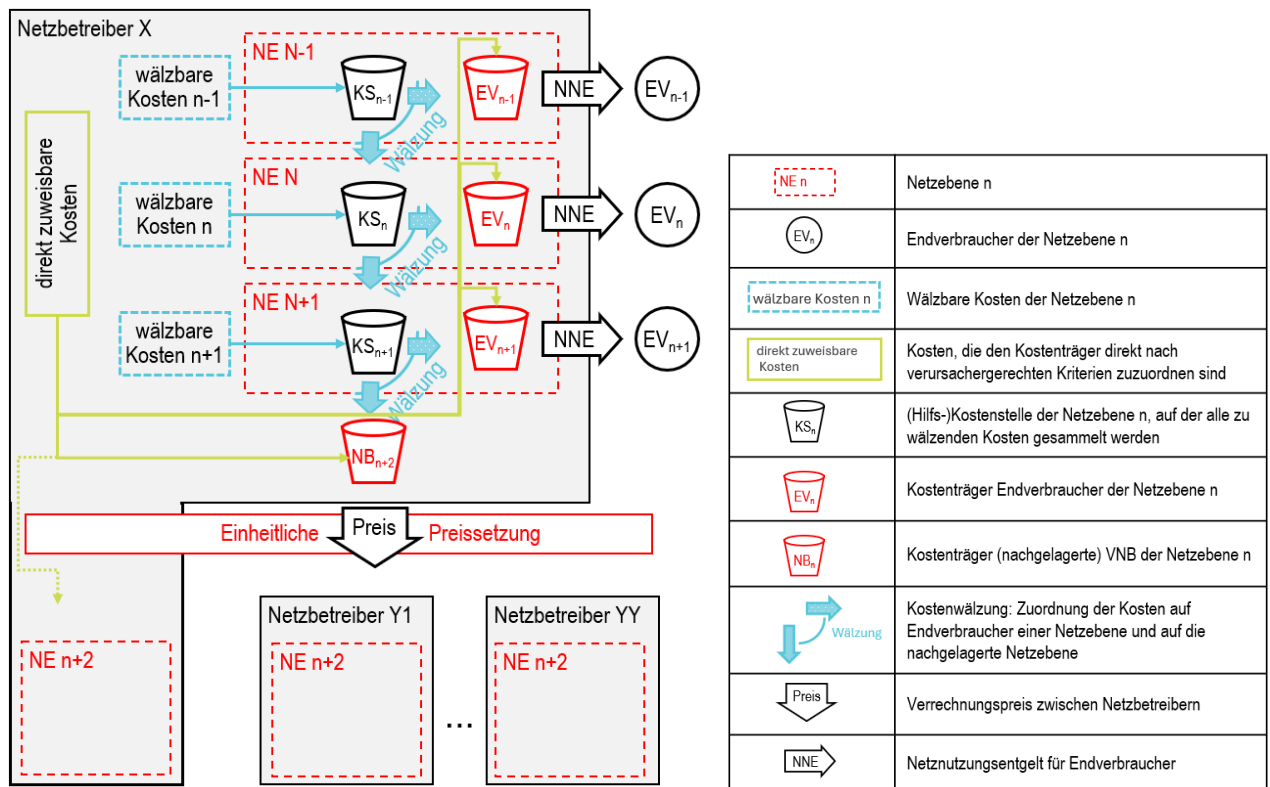


Abbildung 19 Verrechnung zwischen VNB bei eigenen und fremden Nachliegern

5.4 Tarifstrukturen für nachgelagerte Netze

- (1) Die VNB sind in der Tarifsetzung gegenüber nachgelagerten Netzen frei, solange diese einheitlich, nichtdiskriminierend und kostenbasiert durchgeführt wird. Eigene und fremde nachgelagerte Netze sind gleich zu behandeln. Die Verrechnungstarife zwischen den VNB bleiben in der Regel für mindestens ein Jahr unverändert.
- (2) Auf eine Vorgabe der Gewichtung der Tarifelemente wird im Modell verzichtet. Dadurch soll den VNB die Möglichkeit gegeben werden, mit ihrer Tarifgestaltung Anreize für eine gleichmässige Netzauslastung zu setzen. Auch Hoch- und Niedertarifmodelle müssen beispielsweise möglich sein. Weiter können durch die Anwendung geeigneter Tarifstrukturen der Bau paralleler Netze verhindert oder «Pancaking-Probleme» gelöst werden.
- (3) **Anmerkung:** Die Aufteilung nach 90% Nettoleistung und 10% Netto- bzw. Bruttoenergie wird nur im Rahmen der Kostenwälzung zur Aufteilung der nicht direkt zuweisbaren Kosten an die Endverbraucher bzw. die nachgelagerten VNB benötigt. Es ist aber für VNB nicht zwingend, diese Prozentsätze bei der Gewichtung der Leistungs- und Arbeitskomponenten in der Tarifsetzung zu verwenden. Darüber hinaus kann die Arbeitskomponente entweder auf Basis der Bruttoenergie oder der Nettoenergie verrechnet werden.

5.5 Regelungen für gepachtete Netze und räumlich getrennte Netzgebiete

- (1) Pachtet ein VNB ein Netzgebiet und ist dieses Netzgebiet an das gleiche Vorliegernetz angeschlossen wie das zugewiesene Netzgebiet, dann hat der Pächter Anspruch darauf, dass beide Teilnetze

hinsichtlich Abrechnung der Netznutzungstarife und Wälzung vom Betreiber des vorgelagerten Netzes wie ein einziges Netz behandelt werden. Dies bedeutet, dass die betreffenden Leistungen für die Verrechnung der Netznutzungsentgelte und für die Ermittlung der Wälzungsleistung koinzidiert betrachtet werden.

- (2) Der Anspruch einer koinzidierten Betrachtung der Leistungswerte besteht nicht, wenn ein VNB als Dienstleister die Betriebsführung für einen anderen VNB übernimmt.
- (3) Hängt ein Netzgebiet eines VNB nicht physisch zusammen, sondern ist räumlich getrennt, so müssen gemäss ElCom die Kosten der Teilgebiete für die Ermittlung der Netznutzungstarife summiert betrachtet werden und es müssen in den Teilgebieten die gleichen Netznutzungstarife angewendet werden.

6. Ermittlung der anrechenbaren Kosten des Messwesens

- (1) Im Folgenden werden die Prinzipien der Kostenermittlung als Basis für die Berechnung der Messentgelte beschrieben. Dabei werden die Abgrenzung der anrechenbaren Messkosten und die Grundlagen der Kostenzuweisung auf Kostenträger und Kostenstellen behandelt.

6.1 Anrechenbare Messkosten

- (1) Die für das Messwesen anrechenbaren Kosten der VNB umfassen insbesondere die Kosten der Prozessschritte für die Messdatenbereitstellung gemäss VSE-Branchendokument «Metering Code» (MC – CH). Gemäss Art. 7 StromVV setzen sie sich aus folgenden Positionen zusammen:
 - f. Kosten für das Mess- und Informationswesen, namentlich die Betriebskosten und die kalkulatorischen Kapitalkosten der für das Messwesen erforderlichen Anlagen sowie die Anzahl der Messpunkte;
 - f^{bis}. Kosten für intelligente Messsysteme namentlich die Betriebskosten und die kalkulatorischen Kapitalkosten sowie die Anzahl der Messpunkte;
 - f^{ter} Kosten für die Nutzung der zentralen Datenplattform nach Art. 17g-17i StromVG.
- (2) Zu den Betriebskosten für die mit dem Messwesen direkt zusammenhängenden Leistungen zählen insbesondere:
 - die Kosten für den Betrieb und die Wartung der Messmittel;
 - die Kosten für die Erfassung, Bearbeitung und Übermittlung der Messdaten;
 - die Kosten, die nach Art. 17i Abs. 3 StromVG für die Nutzung der Datenplattform anfallen;
 - die dem Messwesen zuzuordnenden Verwaltungskosten.
- (3) Zu den Kapitalkosten¹⁹ zählen insbesondere:
 - die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen;
 - die jährliche kalkulatorische Verzinsung der Anschaffungs- bzw. Herstellrestwerte (Restwerte) der für das Messwesen erforderlichen Anlagen;

¹⁹ Die Installationskosten für den Einbau der Messmittel gelten nach Art. 8a^{bis} StromVV als Kapitalkosten.



- die jährliche kalkulatorische Verzinsung für das Messwesen notwendige Nettoumlaufvermögen.
- (4) Nach Art. 8^{ter} StromVV sind die Kapital- und Betriebskosten für die Gewährleistung des Anspruchs auf den Abruf und das Herunterladen der Messdaten ebenso anrechenbare Messkosten.
- (5) Von diesen Kosten sind sonstige Erlöse den anrechenbaren Kosten in Abzug zu bringen.
- (6) Detailinformationen bezüglich der anrechenbaren Kosten und der Kostenzuordnung können dem VSE-Branchendokument «Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz» (KRSV – CH) entnommen werden.

6.2 Grundprinzipien der Kostenzuweisung

- (1) Die Zuweisung der anrechenbaren Kosten für das Messwesen werden den Netznutzern je Netzebene direkt oder über Kostenschlüssel zugeteilt.

Kostengruppe	Kostenzuordnung nach Wälzmodell	Kostenzuordnung nach anderen Kriterien
Kosten für intelligente Messsysteme		X
Kosten für übriges Mess- und Informationswesen		X
Kosten für die Nutzung der Datenplattform nach Art. 17i Abs. 3 StromVG		X
Auflösung Deckungsdifferenzen		X

Tabelle 2 Methode der Kostenzuweisung pro Kostengruppe

- (2) Die Kriterien für die verursachergerechte Verrechnung der Kosten sind für jede Kostengruppe nach unternehmensindividuellen Schlüsseln nachvollziehbar festzulegen und schriftlich festzuhalten. Das Kostenrechnungsschema des VSE (KRSV – CH) enthält Beispiele für Schlüssel der einzelnen Kostengruppen.

7. Tarifierung und Rechnungsstellung

- (1) In Anhang 11 wird aufgeführt, wie die einzelnen Komponenten der Tarifierung in Rechnung zu stellen sind.

7.1 Netznutzungstarife

7.1.1 Grundsätze der Netztarifierung

- (1) Für die Festlegung der Netznutzungstarife sind die VNB verantwortlich.
- (2) Für die Festlegung der Netznutzungstarife gelten die im StromVG und StromVV festgehaltenen Vorgaben: Die Netznutzungsentgelte sind von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten. Die Netznutzungstarife müssen nachvollziehbare Strukturen aufweisen, die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln (sog. «Verursacherprinzip») und unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt sein. Zudem müssen sie den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur und Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen und Anreize für einen stabilen und



sicheren Netzbetrieb setzen. Weiter sind die Grundsätze und Vorgaben des Kostenrechnungsschemas für Verteilnetzbetreiber (KRSV) bei der Festlegung der Kostenzuweisung zu berücksichtigen.

- (3) VNB mit unterschiedlichen und räumlich getrennten Netzgebieten müssen nach Aussagen der ECom ihr gesamtes vom Kanton bzw. den Kantonen bezeichnetes Versorgungsgebiet als ein Netzgebiet/Netz im Sinne von StromVG ansehen²⁰. Die Preissolidarität gilt dann im gesamten Netz des VNB. Entsprechend sind einheitliche Tarife zu berechnen.
- (4) Bei der Festlegung der Netznutzungstarife stellen die VNB die Gleichbehandlung ihrer Endverbraucher und angeschlossenen VNB sicher. Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit ähnlichem Bezugsprofil eine Kundengruppe mit einem einheitlichen Angebot an Netznutzungstarifen. Die VNB müssen für jede Kundengruppe einen Standardtarif festlegen und diesen als solchen bezeichnen. Eine Differenzierung der Endverbraucher in Kundengruppen ist möglich und insbesondere zur Sicherstellung der verursachergerechten Kostenanlastung nötig. Die Differenzierung richtet sich nach der Netzebene, der Nutzung der Liegenschaft (ganzjährig und nicht ganzjährig genutzt), dem Bezugsprofil der Verbraucher sowie der Art des Messmittels, welches beim Endverbraucher installiert ist. Daneben ist auch die Möglichkeit zur Unterbrechung der Lieferung an Verbrauchseinrichtungen durch den VNB möglich.
- (5) Für die Feststellung, ob eine Liegenschaft ganzjährig oder nicht ganzjährig genutzt ist, wird auf die Verfügung der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ECom vom 19.09.2023 betreffend Netznutzungstarif für nicht ganzjährig genutzte Liegenschaften (Art. 18 Abs. 2 StromVV) verwiesen. Falls eine Liegenschaft während weniger als 250 Tagen im Jahr genutzt wird, kann grundsätzlich von einer nicht ganzjährigen Nutzung ausgegangen werden.
- (6) Kosten, die die VNB individuell in Rechnung stellen, dürfen bei der Festlegung der Netznutzungstarife nicht berücksichtigt werden.
- (7) Die Summe der Erlöse aus den Netznutzungsentgelten dürfen die anrechenbaren Kosten nicht übersteigen. Unterschiede zwischen den erzielten Erlösen und den anrechenbaren Kosten sind als Deckungsdifferenzen auszuweisen. In der Vergangenheit erzielte Über- und Unterdeckungen müssen jeweils innert der nächsten drei Tarifjahre ausgeglichen werden. Bei einer Unterdeckung kann auf einen Ausgleich oder eine Verzinsung auch verzichtet werden. In begründeten Fällen kann die ECom den Zeitraum zum Ausgleich einer Deckungsdifferenz verlängern.

7.1.2 Vorgaben zur Ermittlung der Netznutzungstarife für Endverbraucher in Verteilnetzen

- (1) In der nachfolgenden Tabelle werden die Minimalanforderungen für die Vorgaben zur Ermittlung der Netznutzungstarife für Endverbraucher dargestellt:

²⁰ Siehe ECom-Mitteilung (November 2015) «Tarife bei getrennten Versorgungsgebieten mit gleichem VNB»



		Netzebene 7				Netzebene 5 (oder 3)	
		Nutzung Liegenschaft				Nutzung Liegenschaft	
		ganzjährig genutzte		nicht ganzjährig genutzte		ganz- und nicht ganzjährig genutzte	
Jahresverbrauch (Bezugsprofil)	> 50 MWh	Standardtarif Tariffreiheit- keine spezifischen Vorgaben (Falls Standardtarif dynamisch: mind. 1 Wahltarif ohne dynamische Tarifkomponente)		Wahltarif Tariffreiheit- keine spezifischen Vorgaben		Standard-tarif Tariffreiheit- keine spezifischen Vorgaben (Falls Standardtarif dynamisch: mind. 1 Wahltarif ohne dynamische Tarifkomponente e)	Wahl-Tarif Tariffreiheit- keine spezifischen Vorgaben
	≤ 50 MWh	Kundengruppe (ohne iMS) Standard-tarif mind. 70 % ein nichtdegressiver Arbeitstarif Wahltarif mind. 70 % ein nichtdegressiver Arbeitstarif		Basiskundengruppe (Basistarif = Standardtarif) Standardtarif (Auswahl 3 Möglichkeiten) 1) mind. 70 % ein nichtdegressiver Arbeitstarif, dynamische Tarife; 2) mind. 50 % ein nichtdegressiver Arbeitstarif und einer variablen Leistungskomponente Wahltarif 1 (Falls Standardtarif dynamisch: mind. 1 Wahltarif ohne dynamische Tarifkomponente) Wahltarif 2 Tariffreiheit - keine spezifischen Vorgaben		Standard-tarif Tariffreiheit- keine spezifischen Vorgaben (Falls Standardtarif dynamisch: mind. 1 Wahltarif ohne dynamische Tarifkomponente e)	Wahl-Tarif Tariffreiheit- keine spezifischen Vorgaben
		ohne iMS		mit iMS		ohne oder mit iMS	
		Art des Messmittels					

Abbildung 20 Übersicht Netznutzungstarife

- (2) Alle Endverbraucher auf Spannungsebenen unter 1 kV (Niederspannungsebene) in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, sind in einer Kundengruppe (Basiskundengruppe) zusammenzufassen.
- (3) Eine eigene Kundengruppe bilden alle Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch unter 50 MWh, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem (iMS) ausgestattet sind. Für diese müssen sämtliche Tarife zu mindestens 70 Prozent eine nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) enthalten. Daneben ist es möglich, auch für Kunden in dieser Kundengruppe alternative Optionen mit Wahlтарifen anzubieten. Ein Beispiel hierfür ist, wenn den Endverbrauchern neben dem Einfachtarif als Standardtarif ein Doppeltarif als Wahltarif angeboten wird. Es können aber auch zusätzlich weitere Tarife angeboten werden. Auch die optionalen Wahlтарife müssen die gesetzlichen Vorgaben aus Art. 18a Abs. 4 StromVV einhalten. Es ist zu beachten, dass Kunden vermutlich nur einen Wahlтарif wählen, wenn sich dieser im Vergleich zum Standardtarif monetär ausbezahlt, basierend auf ihrem individuellen Verbrauchsverhalten.
- (4) Für die Festlegung des Standardtarifs für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh, die bereits mit einem intelligenten Messsystem ausgerüstet sind, hat sich der VNB für den Standardtarif für eines der drei nachfolgenden Tarifmodelle zu entscheiden:
 - a) **Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent;**
 Die Ausgestaltung richtet sich an den Vorgaben für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind (Art. 18a Abs. 4 StromVV).
 - b) **Dynamische Tarife;**
 Dynamische Tarife müssen transparent und nachvollziehbar sein und Anreize für ein netzdienliches Verhalten setzen, indem die Tarife aufgrund der für den Folgetag erwarteten Netzbelastungswerte festgelegt werden. Sie können aufgrund der Netzsituation lokal



differenziert werden. Im Weiteren müssen sie so ausgestaltet sein, dass sie für ein Standardlastprofil einer Kundengruppe mit anderen Tarifen dieser Kundengruppe vergleichbar sind. Allfällige Einsparungen für den Endverbraucher orientieren sich an den zu erwartenden Kostenvorteilen für den VNB. Für eine detaillierte Beschreibung der Anforderungen und Möglichkeiten siehe auch VSE-Branchendokument «Handbuch Dynamische Tarife im Verteilnetz » (HDT – CH).

- c) **Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kW), deren Höhe sich nach den Netzlasten richtet und mindestens vier verschiedene Werte pro Tag aufweist:** Diese Tarifoption bietet ebenfalls die Möglichkeit, zeitlich differenziert Tarifierreize zu setzen. In diesem Fall kann der Mindestanteil für den Arbeitspreis auf 50 Prozent gesenkt werden. Die Höhe der variablen Leistungskomponente muss sich an Zeitfenstern orientieren, die unter Abschätzung der zu erwartenden Netzlasten für das gesamte Tarifjahr festgelegt werden.
- (5) Es steht den VNB frei, den Endverbrauchern in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh und einem intelligenten Messsystem weitere Tarifoptionen (Wahltarife) anzubieten. Legt der VNB einen dynamischen Netznutzungstarif als Standardtarif fest, so muss für die betroffene Kundengruppe mindestens ein Wahltarif ohne dynamische Tarifkomponente angeboten werden. Für diese Endverbraucher gibt es weiterhin keine spezifischen Vorgaben zur Ausgestaltung von weiteren Wahlтарifen, d.h. der VNB ist in der Tarifgestaltung frei.
- (6) Für sämtliche Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch grösser 50 MWh und für Endverbraucher der Netzebenen 5 und 3 sowie für nicht ganzjährig genutzte Liegenschaften gibt es weiterhin keine spezifischen Vorgaben zur Tarifausgestaltung. Ausgenommen: Legt der VNB einen dynamischen Netznutzungstarif als Standardtarif fest, so muss auch für diese Kundengruppe mindestens ein Wahltarif ohne dynamische Tarifkomponente angeboten werden. Solange den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur und Elektrizitätsnutzung Rechnung getragen wird und Anreize für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb gesetzt werden, besteht also die Möglichkeit, auch höhere Grundtarife oder andere leistungsabhängige Preiselemente einzuführen. Generell muss gewährleistet sein, dass Endverbraucher mit ähnlichem Bezugsprofil eine Kundengruppe bilden, die jeweils einheitliche Netznutzungstarife aufweist.
- (7) Falls optionale Tarife (Wahltarife) angeboten werden, ist die Tarifgültigkeit wie bei den übrigen Netznutzungstarifen auch auf ein Jahr zu setzen und eine Regelung zum Zeitpunkt der Wahl der Tarifoption einzuführen. Es bietet sich an, nach Veröffentlichung der Netznutzungstarife am 31. August den Endverbrauchern zwei Monate zur Ausübung des Tarifwechsels per nachfolgendem 1. Januar einzuräumen (September und Oktober), damit in den Monaten November und Dezember finale Umstellungen in den Systemen für die Abrechnung der ab Januar gültigen Netznutzungstarife vorgenommen werden können. Dies entspricht der Frist, welche auch für Kunden gilt, um Netzzugang zu beantragen, sofern sie die dafür erforderlichen Voraussetzungen erfüllen.
- (8) Um eine Gleichbehandlung von Netznutzern mit einem ähnlichen Bezugsprofil zu gewährleisten, ist der VNB berechtigt, zusätzliche Vorgaben für die bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigenden abrechnungsrelevanten Parametern zu definieren. Dies kann z.B. in Form einer Vorgabe einer Mindestverrechnungsleistung, eines angenommenen Mindestverbrauchs, einer minimal angenommenen jährlichen Leistungsgebrauchsdauer und/oder durch Pönale bei Unterschreitung der



entsprechenden Parameter erfolgen. Derartige Anpassungen sind Bestandteil der Netznutzung und somit in der Summe der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen.

- (9) Ladeeinrichtungen für die Elektromobilität mit weniger als 50 MWh Jahresverbrauch sind gemäss den Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050 der EICom auch als ganzjährig genutzte Liegenschaft zu betrachten und fallen somit in die Basiskundengruppe. Ist der Jahresverbrauch über 50 MWh, so sind andere Tarife möglich, vgl. Optionale Tarife unter 7.1.2 (6).
- (10) Wenn keine wirtschaftlich oder technisch vertretbare Möglichkeit zur Installation einer Messeinrichtung besteht, können im Ausnahmefall individuelle Lösungen auf Basis einer Pauschalverrechnung herangezogen werden. Dies gilt beispielsweise bei Anwendungen von Billett-Automaten, Kabelverstärker, Strassenbeleuchtung, Spiegelheizungen, Ampelanlagen oder digitalen Werbeflächen.

7.2 Messtarife

7.2.1 Grundsätze der Messtarife

- (1) Die VNB sind in ihrem Netzgebiet für das Messwesen zuständig und legen entsprechend verursachergerechte Messtarife fest.
- (2) Für die Festlegung der Messtarife gelten die im StromVG und StromVV gesetzlich festgehaltenen Vorgaben: Die Messentgelte sind von den Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern je Messpunkt (inkl. virtuelle Messpunkte) zu entrichten und in der Rechnungsstellung gesondert vom Netznutzungsentgelt auszuweisen. Für die Messungen zwischen VNB empfiehlt der VSE eine analoge Festlegung von Messtarifen, auch wenn dies in der StromVV nicht vorgesehen ist. Weiter sind die Grundsätze und Vorgaben des Kostenrechnungsschemas für Verteilnetzbetreiber (KRSV) bei der Festlegung der Kostenzuweisung zu berücksichtigen.
- (3) Der VSE vertritt die Meinung, dass die Messtarife pro reale physikalische Messstelle und pro virtuellen Messpunkt zu erheben sind. Die physische Messstelle umfasst die Gesamtheit der an einem Messpunkt angeschlossenen messtechnischen Einrichtung zur Erfassung des Energieflusses (vgl. MC – CH 3.2.4 Abbildung 2). Der Messpunkt indes stellt einen Netzknoten dar, an dem eine Energieflussrichtung messtechnisch erfasst, gezählt und registriert wird. Entsprechend können bei Endverbraucher, Erzeugern und Speicherbetreiber mit bidirektionalen Messungen an demselben Messpunkt nicht zweimal ein volles Messentgelt erhoben werden.
- (4) Zusätzlich zu realen physischen Messstellen können auch für virtuelle Messpunkte Messtarife erhoben werden. Ein virtueller Messpunkt beinhaltet arithmetisch gebildete Messwerte und Zeitreihen. Bei diesen entfällt jeweils die Kostenposition des Messgerätes. Jedoch verbleiben gewisse Kosten für die einmalige Programmierung und für Softwarelizenzen, die grundsätzlich verursachergerecht überwältzt werden müssen. In der Regel ist die Höhe dieser Kosten überschaubar, daher sollten entsprechende Messtarife für virtuelle Messpunkte geringer ausfallen als bei einer realen physischen Messstelle.
- (5) Das erhobene Messentgelt enthält Betriebs- und Kapitalkosten, die durch die zuverlässige und effiziente Messung bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern anfallen; die Kapitalkosten enthalten einen angemessenen Betriebsgewinn. Zur Überprüfung der anrechenbaren Messkosten müssen die VNB in der Kostenrechnung die Anzahl der Messpunkte bzw. Messstellen ihres Netzgebiets



ausweisen, unter Angabe der Anzahl der Messpunkte, bei welchen intelligente Messsysteme eingesetzt sind.

- (6) Die Gesamteinnahmen aus den Messtarifen dürfen die anrechenbaren Kosten nicht überschreiten. Unterschiede zwischen den erzielten Erlösen und den anrechenbaren Kosten sind als Deckungsdifferenzen auszuweisen. In der Vergangenheit erzielte Über- und Unterdeckungen müssen innert der nächsten drei Tarifjahre ausgeglichen werden. Bei einer Unterdeckung kann auch auf einen Ausgleich verzichtet werden. In begründeten Fällen kann die EICom den Zeitraum zum Ausgleich einer Deckungsdifferenz verlängern.

7.2.2 Vorgaben zur Ermittlung der Messtarife in Verteilnetzen

- (1) Die nachfolgende Tabelle enthält einen Vorschlag zur Ausgestaltung und Veröffentlichung der Messtarife:

Messtarife			unter 1 kV (Netzebene 7)		1 kV und 36 kV (Netzebene 5)	36 kV bis 150 kV (Netzebene 3)
			direkt Messung	indirekt Messung	indirekt Messung	indirekt Messung
Messtarif	Tarif für physische Messstelle	CHF/pro (*Zeiteinheit)	MT. A	MT. B	MT. C	MT. D
	Tarif für virtuellen Messpunkt	CHF/pro (*Zeiteinheit)	MT. E			

(*Zeiteinheit) Kann monatlich, quartalsweise, halbjährlich oder jährlich in Rechnung gestellt werden.

Messtarif A (MT.A): direkt Messung NE7:	Stromzähler (80 oder 100 A) in Niederspannungsnetzen (230V/400V) <u>ohne</u> Stromwandler
Messtarif B (MT.B): indirekt Messung NE7:	Stromzähler (> 80 oder > 100 A) in Niederspannungsnetzen (230V/400V) <u>mit</u> Stromwandler
Messtarif C (MT.C): indirekt Messung NE5:	Stromzähler (> 100 A) in Mittelspannungsnetzen (1 kV und 36 kV) <u>mit</u> Stromwandler
Messtarif D (MT.D): indirekt Messung NE3:	Stromzähler (> 100 A) in Hochspannungsnetzen (36 kV bis 150 kV) <u>mit</u> Stromwandler
Messtarif E (MT.E): virtuelle Messung NE7, NE5 und NE3:	rechnerische Messstelle, die keine eigene physische Messeinrichtung besitzt

Tabelle 3 Übersicht Messtarife

- (2) Die Differenzierung der Messtarife richtet sich nach der Netzanschlussleistung resp. der Art der Messung (Direktmessung, Wandlermessung) und der Netzebene des Endverbrauchers, Erzeugers oder Speicherbetreibers. Wandlermessungen enthalten die zusätzlichen Kosten für Messklemmen und Strommesswandler. Die Nutzung der Kundenschnittstelle eines intelligenten Messsystems ist kein Differenzierungsmerkmal für die Messtarife.
- (3) In gewissen Konstellationen könnte sich ausserdem eine andere (z.B. eine proportionale) Aufteilung der tatsächlich anfallenden Kosten zwischen den beiden Messrichtungen rechtfertigen, etwa wenn die mit demselben Smartmeter bzw. Messsystem gemessene Ein- und Ausspeisung verschiedenen Personen zuzuordnen sind. Ein Beispiel dafür ist etwa, wenn bei einem sog. Contracting-Modell nicht die Endverbraucher eines Gebäudes (Eigentümer oder Mieter), sondern ein Dritter eine PV-Anlage betreibt und dem VNB die eingespeiste Elektrizität in seinem Namen und auf seine Rechnung veräussert. In diesem Fall vertritt der VSE die Meinung, dass dem Endverbraucher die



Verbrauchsmessung und dem Erzeuger die Produktionsmessung in Rechnung gestellt werden sollte. Auf eine Aufteilung der Messtarife soll in diesem Fall aus Gründen der Einfachheit verzichtet werden.

7.2.3 Behandlung der Messentgelte in Verteilnetzen

- (1) Der Eigentümer der Installation stellt dem VNB den für den Einbau der Messeinrichtungen erforderlichen Platz kostenlos zur Verfügung. Die bauseitigen Installationskosten inkl. Messtableau gehen zu Lasten des Eigentümers.
- (2) Die Anschaffungs- beziehungsweise Herstellkosten und Betriebskosten bei intelligenten Messsystemen für die mit dem Messwesen direkt zusammenhängenden Leistungen wie Einbau, Betrieb und Wartung der Messmittel, wie auch die Kosten für Erfassung, Bearbeitung und Übermittlung der Messdaten und Kosten für die Nutzung der Datenplattform gehen zu Lasten des VNB und werden über die Messtarife verrechnet. Es ist nicht zulässig, Kosten des Messwesens über eine anderweitige Gebühr oder die Netznutzungstarife zu verrechnen.
- (3) Verursacht oder verlangt der Netznutzer die Montage zusätzlicher Messeinrichtungen, die aus regulatorischer Sicht nicht notwendig sind²¹, gehen die Kosten zu seinen Lasten.
- (4) Verlangt ein Teilnehmer eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch, einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft oder ein Speicherbetreiber nach der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem, so muss der VNB dieses innerhalb von drei Monaten installieren. Bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch bezieht sich dieser Anspruch auf alle Messpunkte des Zusammenschlusses.
- (5) Werden Messeinrichtungen zur Bildung einer ZEV demontiert, so können diese Kosten gemäss Art. 17 Abs. 4 EnG den Grundeigentümern in Rechnung gestellt werden.

7.3 Tarifgültigkeit und Veröffentlichungspflichten

- (1) Die Netznutzungstarife (inkl. SDL), die Elektrizitätstarife für Endverbraucher in der Grundversorgung, die Messtarife, die gesamten Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen, der Netzzuschlag nach Art. 35 EnG, die Kosten der Stromreserve²² nach Art. 8b StromVG sowie der Tarifizuschlag für solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz müssen jeweils bis 31. August des Jahres vor Inkrafttreten über eine einzige, frei zugängliche Adresse im Internet und maschinenlesbar veröffentlicht werden und für mindestens ein Jahr fest sein.
- (2) Die Anforderung einer einzigen Adresse interpretiert der VSE dahingehend, dass eine einzige Adresse je VNB gemeint ist. Zusätzlich sollen die Tarife bei der EICom in maschinenlesbarer Form hochgeladen werden, um die Möglichkeit einer zentralen Bereitstellung durch die EICom zu ermöglichen.
- (3) Um die geforderte Maschinenlesbarkeit zu erfüllen, sind in Anhang 10 die Anforderungen an Form und Inhalt im Sinne einer Standardisierung aufgeführt. Um die zentrale Bereitstellung für alle VNB zu erleichtern, sollen alle Tarife eines VNB in einer einzigen Datei veröffentlicht werden.
- (4) Im Weiteren müssen die Jahressumme der Netznutzungsentgelte, die technischen und betrieblichen Mindestanforderungen für den Netzanschluss, die Grundlagen zur Berechnung allfälliger

²¹ Beispielsweise separate Messung von Kellerabteilen oder Lagern.

²² Obschon ab 1.1.2026 in Art. 8b StromVG als Energiereserve bezeichnet, wird in den Ausführungsbestimmungen und VSE-Branchendokument die bisherige Bezeichnung Stromreserve weiterhin verwendet.



Netzkostenbeiträge und die Jahresrechnungen auf einer Website leicht zugänglich bereitgestellt und veröffentlicht werden.

- (5) Gegenüber den Endverbrauchern mit Grundversorgung sind Erhöhungen oder Senkungen der Grundversorgungs-, Netznutzungstarife und Messtarife zu begründen. Die Begründung gegenüber den Endverbrauchern ist der ECom per 31. August des Jahres vor der Gültigkeit mitzuteilen. Aus der Begründung muss hervorgehen, welche Kostenveränderungen zu einer Erhöhung oder Senkung führen. Die ECom hat sich in ihrer Weisung 04/2024 detailliert zu den Anforderungen geäussert.

7.4 Bestandteile der Rechnung an Endverbraucher

- (1) Grundsätzlich steht es dem VNB frei, das Entgelt für die allg. SDL des Übertragungsnetzbetreibers auf die Endverbraucher zu überwälzen. Das Entgelt für die allg. SDL muss dabei auf der Rechnung nicht zwingend getrennt ausgewiesen werden. Das Entgelt für den allg. SDL-Tarif der nationalen Netzgesellschaft kann sowohl in den Netznutzungstarif integriert als auch getrennt auf der Rechnung ausgewiesen werden.
- (2) Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen können gemäss den Bestimmungen eines Konzessionsvertrages bzw. den kantonalen oder gemeindespezifischen Vorgaben erhoben werden. Falls ein VNB Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen für die Benutzung des öffentlichen Grund und Bodens verlangt, muss dies zwischen Gemeinde und VNB vertraglich geregelt sein. Gemäss bundesgerichtlicher Rechtsprechung ist eine hinreichende gesetzliche Grundlage des jeweiligen Gemeinwesens für Konzessionsabgaben für die Sondernutzung von öffentlichem Grund für das Verteilnetz erforderlich.
- (3) Die Rechnungen, die den Endverbrauchern gestellt werden, müssen transparent und vergleichbar sein. In der Rechnung sind das Netznutzungsentgelt (inkl. SDL), das Messentgelt, die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen, der Netzzuschlag nach Art. 35 EnG, die Kosten der Stromreserve²³ nach Art. 8b StromVG sowie der Tarifzuschlag für solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz gesondert auszuweisen. Für Endverbraucher in der Grundversorgung ist zusätzlich das Entgelt für die Elektrizität separat auszuweisen.
- (4) Die VNB müssen den Beteiligten die für die Energielieferung notwendigen Messdaten und Informationen fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen. Die Bezeichnung des Messpunktes ist eine dieser Informationen auf der Rechnung.
- (5) Im Weiteren müssen Endverbraucher (gemäss Art. 7b StromVV) mindestens einmal pro Jahr in geeigneter Weise über die Entwicklung ihres Elektrizitätsverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr sowie den Durchschnittsverbrauch und die Bandbreite des Verbrauchs innerhalb ihrer Kundengruppe informiert werden. Zudem sollten ihnen Möglichkeiten zur Identifizierung von Einsparpotenzialen aufgezeigt werden. Diese Informationen können über das Kundenportal, auf der Rechnung, als Rechnungsbeilage oder auf einem weiteren Weg übermittelt werden.
- (6) Auf Verlangen des Endverbrauchers stellt der VNB die Rechnung für die Netznutzung sowie der Messtarife, weitere Tarifbestandteile und Abgaben dem Energielieferanten zu. Schuldner des Netznutzungsentgeltes bleibt der Endverbraucher.

²³ Obschon ab 1.1.2026 in Art. 8b StromVG als Energiereserve bezeichnet, wird in den Ausführungsbestimmungen und VSE-Branchendokument die bisherige Bezeichnung Stromreserve weiterhin verwendet.



- (7) Die VNB dürfen den Endverbrauchern bei einem Lieferantenwechsel auf den vertraglich vorgesehenen Kündigungstermin keine Kosten für den Wechsel auferlegen.

7.5 Energie- und Leistungswerte für die Rechnungsstellung an Endverbraucher

7.5.1 Verrechenbare Energie- und Leistungswerte

- (1) Die massgebende Energiemenge ist die an den Endverbraucher abgegebene Energie.
- (2) Massgebender Leistungswert für die Verrechnung der Netznutzung kann die höchste während einer bestimmten Periode (z.B. Monat oder Jahr) beim Endverbraucher gemessene Leistung (z.B. 15 Minuten-Mittelwert) oder eine minimale Verrechnungsleistung²⁴ sein.

7.5.2 Behandlung von Endverbrauchern mit mehreren Übergabestellen

- (1) Bei einem Endverbraucher mit mehreren Übergabestellen, die eine örtliche und wirtschaftliche Einheit bilden, ist eine virtuelle Zusammenlegung der einzelnen Messpunkte möglich, wenn die Endverbraucher-Übergabestellen im Normalbetrieb in einem verbundenen Netz des VNB liegen (vgl. Anhang 4).

7.6 Ersatzversorgung durch den VNB

- (1) Beim Fehlen eines Lieferanten bezieht der Endverbraucher die Elektrizität nach wie vor physikalisch aus dem lokalen Verteilnetz. In diesem Zusammenhang wird häufig von Ersatzversorgung gesprochen. Gründe dafür können sein, dass ein Endverbraucher mit Netzzugang versäumt hat, seine Stromlieferung rechtzeitig vertraglich zu regeln oder sein Lieferant ausfällt. In der Schweiz ist derzeit die Ersatzversorgung nicht explizit geregelt. Der VSE sieht die Verpflichtung, eine Ersatzversorgung sicherzustellen, beim VNB. Die Bedingungen hierzu wie z.B. die Mindestvertragsdauer können in einem Vertrag, in den Allgemeinen Bedingungen oder in anderen Reglementen geregelt werden. Die Preisbildung für die Ersatzversorgung ist nicht reguliert (siehe auch VSE-Handbuch Ersatzversorgung). Bei Beendigung der Ersatzversorgung sind die Vorgaben des VNB, aber im Minimum die Frist für Lieferantenwechsel von mindestens 10 Arbeitstagen, einzuhalten.

7.7 Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für rückgespeiste Energie aus Speichern mit Endverbrauch

- (1) Im VSE-Handbuch «Speicher HBSP-CH» ist das Thema Speicher vertieft behandelt.
- (2) Mit dem überarbeiteten StromVG muss ab dem 1. Januar 2026 das Netznutzungsentgelt für aus dem Netz bezogene, gespeicherte und wieder ins Netz eingespeiste Elektrizität auf Antrag zurückerstattet werden. Kurzfristig ist eine präzise Berechnung der Rückerstattung bei mobilen Speichern (Fahrzeuge, V2G) aufgrund der Komplexität nicht umsetzbar. Aus diesem Grund wurde eine pragmatische, einfach umzusetzende Übergangslösung in der StromVV festgelegt. Parallel dazu wird gemeinsam mit dem BFE und Vertretern von betroffenen Kreisen an einer zukunftsfähigen Lösung gearbeitet, um die Zwischenlösung mittelfristig abzulösen.
- (3) Die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts erfolgt nur für die Elektrizitätsmenge, die nach dem Bezug aus dem Netz und nach der Speicherung (und Umwandlung) zurückgespeist wird. Die

²⁴ Beispielsweise mindestens 60% der bestellten Leistung.



tatsächlich ins Netz zurückgespeiste Elektrizität wird messtechnisch erfasst, somit ist auch sichergestellt, dass für die auftretenden Speicherverluste oder Umwandlungsverluste keine Rückerstattung erfolgt.

- (4) Die Möglichkeit, einen Antrag für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für Speicher mit Endverbrauch zu erstellen, betrifft auch die Rückspeisung aus mobilen Speichern (z.B. Elektrofahrzeuge).
- (5) Für die aus Speichern zurückgespeiste Elektrizität besteht keine Abnahme- und Vergütungspflicht für VNB. Es besteht jedoch eine Durchleitungspflicht bzw. muss die Rückspeisung ins Netz gewährleistet sein. Sofern Speicherbetreiber für die zurückgespeiste Elektrizität dem VNB keinen Abnehmer melden, kann der VNB diese Elektrizität seinen Netzverlusten zuordnen.
- (6) Der Speicherbetreiber muss einmalig einen Antrag auf Rückerstattung des Netznutzungsentgeltes mittels eines vom VNB zur Verfügung gestellten Formulars stellen.
- (7) Rückerstattet wird höchstens der Betrag, der für die Arbeitstarifkomponente, allg. SDL, Netzzuschlag nach Art. 35 EnG, Stromreserve, solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz und allfällige kommunale Abgaben in Rechnung gestellt wurde.
- (8) Die VNB erstatten den entsprechenden Betrag im Rahmen der nächsten Rechnungsstellung als Reduktion des Netznutzungsentgelts zurück.

7.7.1 Rückerstattungstarife

- (1) Als Übergangslösung wurde in der StromVV die Verwendung eines Durchschnittstarifs festgelegt. Dieser Durchschnittstarif wird anhand nachfolgender Formel für jede Kundengruppe (Netznutzungstarif) des VNB am Ort der Wiedereinspeisung (Messpunkt) berechnet. Dieser Tarif sollte im Rahmen der Tarifpublikation gemeinsam mit allen anderen Netznutzungstarifen publiziert werden und findet auf die verschiedenen Fälle Anwendung, wie auf diejenigen stationärer und mobiler Speicher mit oder ohne Erzeugung. Die Rückerstattung beschränkt sich bei den Netznutzungstarifen auf die Arbeitstarifkomponente, da der Leistungstarif und die Grundkomponente für die Vergütung der Anschlusskapazität dienen. Allfällige Blindenergie und der Messtarif werden ebenfalls nicht rückerstattet.

- (2) Beispiel:

Anzahl Stunden in einem Jahr: 8760

Davon Stunden im HT: 3120

Davon Stunden im NT: 5640

Hochtarif = 10 Rp./kWh, Niedertarif = 6 Rp./kWh

$$\text{Durchschnittstarif} = \frac{(\text{HT-Stunden} * \text{HT-Preis}) + (\text{NT-Stunden} * \text{NT-Preis})}{\text{Jahresstunden}} = \frac{(3120 * 10) + (5640 * 6)}{8760} = 7.42 \text{ Rp./kWh}$$

- (3) Alle massgebenden Tarifkomponenten, die sich auf die Energiemenge beziehen, also auch die allg. SDL, der Netzzuschlag nach Art. 35 EnG, die solidarisierten Kosten und die Stromreservekosten, werden für die Rückerstattung berücksichtigt. Die Höhe der Rückerstattung bezüglich dieser Elemente ist proportional zur Menge der wieder eingespeisten Elektrizität. Die Rückerstattung lokaler Abgaben



bleibt in der Kompetenz der Kantone/Gemeinden. Für die Rückerstattung kann ein Tarif publiziert und verwendet werden, der alle Komponenten inkludiert, die zurückerstattet werden.

- (4) Falls ein dynamischer Netznutzungstarif angewendet wird, erfolgt die Rückerstattung anhand des Rückerstattungstarifs basierend auf dem nicht-dynamischen Netznutzungstarif für die gleiche Kundengruppe.
- (5) Für Rückerstattungen in einer LEG sind die Details im Branchendokument LEG geregelt. Falls ein reduziertes Netznutzungsentgelt erhoben wurde, wird auch der Rückliefertarif reduziert berücksichtigt.

7.7.2 Installationen von festen Speichern ohne Produktionsanlage

- (1) Für Installationen, in denen ein stationärer Speicher vorhanden ist und es keine Quelle für die Eigenerzeugung (z. B. Solaranlage) hinter demselben (Haus-)Anschlusspunkt gibt, wird die Rückerstattung auf der Grundlage der in das Elektrizitätsnetz eingespeisten Energie berechnet. Da die Energie nur aus dem Speicher kommen kann, ist es nicht notwendig, beim Speicher einen zusätzlichen Zähler zu installieren.

7.7.3 Installationen von festen Speichern und Produktionsanlage

- (1) In Fällen, in denen ein stationärer Speicher installiert ist und hinter demselben (Haus-)Anschlusspunkt auch Energie produziert wird, muss ein zusätzlicher Zähler am Speicher installiert werden. Bei stationären Speichern erfolgt der Elektrizitätsbezug und dessen Rückspeisung immer am selben Ort (Netzanschlusspunkt) und somit bei demselben VNB und in derselben Bilanzgruppe. Aus diesem Grund ist eine präzisere Abwicklung möglich. Rückerstattet werden kann nur maximal jene Elektrizitätsmenge, die vorher aus dem Netz geladen worden ist. Der VNB führt ein sogenanntes Speicherkonto, welches dafür sorgt, dass nicht mehr zurückerstattet werden kann, als was für die Netznutzung in derselben Abrechnungsperiode gezahlt wurde. Die Rückerstattung erfolgt durch Abgleich der Zeitreihen (vgl. Veranschaulichung in Abbildung 21):
 - 1) Für jede Viertelstunde wird das Minimum von Bezug aus dem Netz und der Einspeicherung im Speicherkonto erfasst.
 - 2) Für jede Viertelstunde wird das Minimum der Ausspeicherung und der Rückspeisung ins Netz im Speicherkonto 2 erfasst.
 - 3) Für jede Abrechnungsperiode wird das Minimum der Energiemengen in den Speicherkonten 1 und 2 als relevante Rückspeisung berücksichtigt.



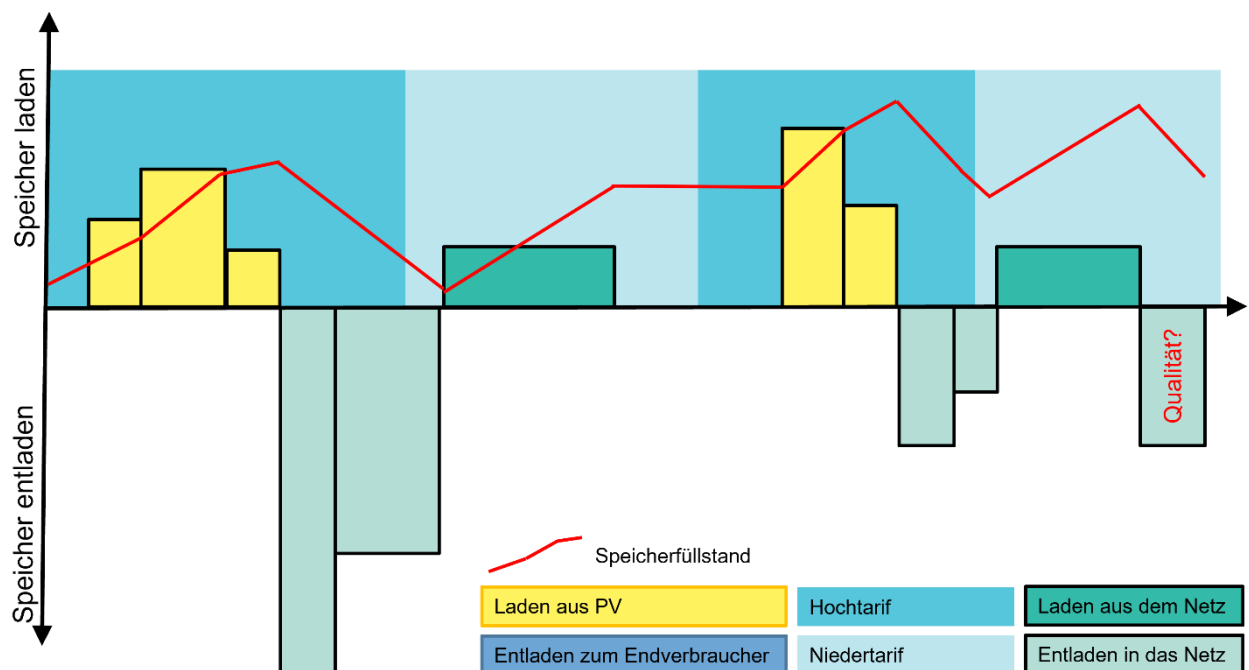


Abbildung 21 Veranschaulichung fester Speicher und Produktionsanlage

- (2) Als Abrechnungsperiode kann ein Monat oder ein Quartal gewählt werden.

7.7.4 Installationen von mobilen Speichern ohne Produktionsanlage

- (1) Im Falle eines mobilen Speichers (Elektrofahrzeug mit bidirektionalen Lademöglichkeiten) kann das Laden und Entladen des Speichers an unterschiedlichen Standorten erfolgen. Im Sinne einer pragmatischen Lösung wird diesfalls einstweilen unabhängig vom tatsächlichen Bezug aus dem Netz das gesamte Volumen der aus dem Speicher zurückgespeisten Energie für die Rückerstattung berücksichtigt.

7.7.5 Installationen von mobilen Speichern und Produktionsanlage

- (1) Auch in Fällen von mobilen Speichern (Elektrofahrzeug mit bidirektionalen Lademöglichkeiten), in denen zusätzlich hinter demselben (Haus-)Anschlusspunkt Energie produziert wird, muss ein zusätzlicher Zähler installiert werden, um die Energie zu messen, die aus dem Speicher stammt. Im Sinne einer pragmatischen Lösung wird diesfalls einstweilen unabhängig vom tatsächlichen Bezug aus dem Netz das gesamte Volumen der aus dem Speicher zurückgespeisten Energie gemäss Kapitel 7.6.3 für die Rückerstattung berücksichtigt.
- (2) Die Abnahme- und Vergütungspflicht gelten gemäss EnG nur für lokal produzierte erneuerbare Energie. Durch die Messanordnung muss daher sichergestellt werden, dass die eingespeiste Elektrizität in lokal produzierte und aus dem Netz bezogene und wieder eingespeiste Elektrizität aufgeteilt wird. Für jede kWh eingespeiste Elektrizität kann entweder die Netznutzung zurückerstattet oder die eingespeiste Elektrizität vergütet werden.

7.7.6 Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, in synthetische Gase oder Brennstoffe

- (1) Bei der Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, in synthetische Gase oder Brennstoffe und deren späterer Rückverstromung gemäss Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe b StromVG, muss die rückerstattungsberechtigte Elektrizitätsmenge mit HKN nachgewiesen werden. Für die Ermittlung des Umfangs der Rückerstattung ist die Elektrizitätsmenge entscheidend, die nach der Rückverstromung in das Stromnetz zurückgespeist wird.
- (2) Bei einer Umwandlung von Elektrizität in beispielsweise Wasserstoff müssen die Anlagenbetreiber die entsprechenden HKN für die Elektrizitätsmenge, die aus dem Netz entnommen wird, erwerben und entwerten. Auch hier kommt für die Rückerstattung der Arbeitskomponente der Netznutzung der Durchschnittstarif gemäss Kapitel 7.7.1 für die Rückerstattung zur Anwendung.
- (3) Es muss zudem sichergestellt werden, dass nur die Menge an zurückgespeister Elektrizität, die tatsächlich zur Umwandlung verwendet und später wieder rückverstromt wird, Anspruch auf Rückerstattung hat. Die im Register der Vollzugsstelle ausgestellten Herkunftsnachweise (HKN) – z.B. für Elektrizität aus Wasserstoff – dienen dazu, die relevante Elektrizitätsmenge der Rückverstromung nachzuweisen.

7.7.7 Pilot- und Demonstrationsanlagen

- (1) Bei Pilot- und Demonstrationsanlagen (P+D-Anlagen) besteht keine Rückverstromungspflicht, um eine Rückerstattung zu bekommen. Von einer Rückerstattung profitieren grundsätzlich Anlagen, die sich in der Phase der Marktzulassung, Markteinführung oder Marktdiffusion befinden und neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften aufweisen.
- (2) Die Betreiber der Anlagen müssen die Befreiung beim BFE beantragen. Das BFE prüft die Anträge und bewilligt förderfähige Gesuche. Die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts erfolgt durch den VNB. Die verwendete Elektrizität muss erneuerbar sein. Das bedeutet, dass für die Elektrizitätsmenge, die ausgespeist wird, die entsprechenden HKN aus erneuerbarer Erzeugung entwertet werden müssen. Die Anlage muss an das Schweizer Stromnetz angeschlossen sein. Die Anlage zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, synthetische Gase, Brenn -oder Treibstoffe muss spätestens am 31. Dezember 2034 in Betrieb gehen, damit sie von der Netzentgeltrückerstattung profitieren kann. Die Rückerstattung erfolgt ab der erstmaligen Einspeisung und dauert bis Betriebseinstellung der Anlage, jedoch maximal 20 Jahre. Die aus dem Netz bezogenen Elektrizitätsmengen sind mit Hilfe von Elektrizitätszählern auszuweisen. Das Recht zur Netzentgeltrückerstattung kann nur für Elektrizitätsbezüge geltend gemacht werden, die nach Inkrafttreten der Verordnungsbestimmung erfolgt sind. Für Bezug aus dem Stromnetz vor diesem Zeitpunkt besteht kein Recht auf Rückerstattung. Eine vorgängige Befreiung ist gemäss StromVG nicht vorgesehen.



Anhang 1: Nomenklatur am Netzanschluss

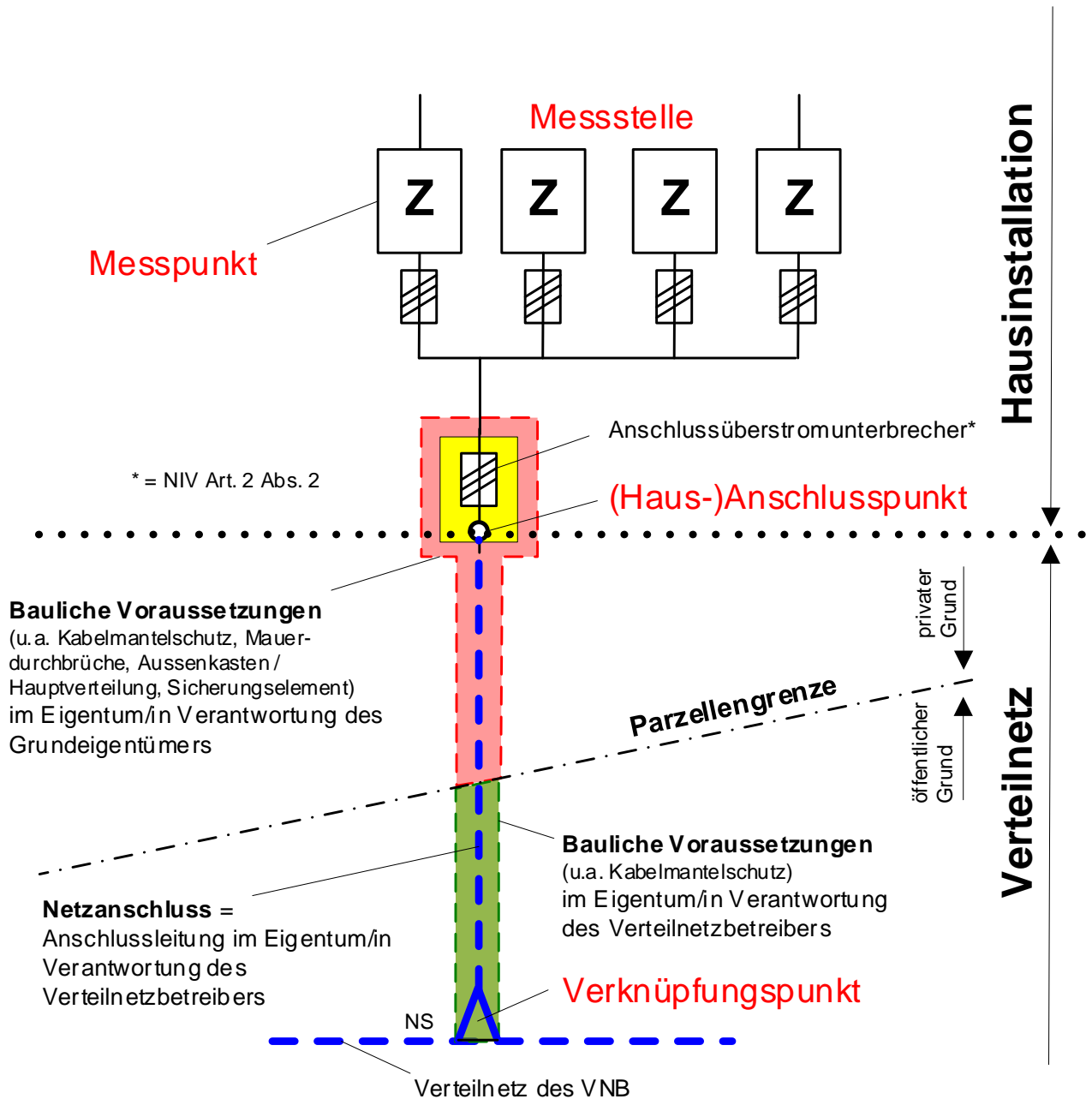


Abbildung 22 Nomenklatur gemäss Technischen Anschlussbedingungen VSE (Werkvorschriften)

Anhang 2: Netzebenenzuordnung im Verteilnetz

2.1 Zuordnung der Netznutzer und VNB zu den Netzebenen

- (1) Die Netzebenenzuordnung gilt für Netznutzer und VNB. Es wird zwischen Netzanschluss und Netznutzung unterschieden. Die Zuordnung der Netznutzer und VNB zu den Netzebenen ist, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen des Netzanschlusses, nur auf den Verteilnetzebenen 3, 5 und 7 möglich. Im Folgenden werden Umsetzungsbeispiele für verschiedene Konstellationen dargestellt.
- (2) Um Eigentumsverschiebungen beim Netzanschluss zu vermeiden, werden bestehende Netzanschlüsse auf den Netzebenen 2, 4 und 6 toleriert. Bei Neuanschlüssen oder bei Erneuerung bestehender Anschlüsse werden die Verknüpfungspunkte auf den Verteilnetzebenen 3, 5 und 7 festgelegt.

2.2 Regelfall der Netzebenenzuordnung

- (1) Die Netzebene für die Verrechnung der Netznutzungstarife für Netznutzer und VNB wird durch den (Haus-)Anschlusspunkt bestimmt. Der Verknüpfungspunkt wird aufgrund vordefinierter technischer und volkswirtschaftlicher Kriterien durch den VNB diskriminierungsfrei zugewiesen.
- (2) In der Regel liegt der (Haus-)Anschlusspunkt an der Eigentumsgrenze zwischen den elektrischen Anlagen des VNB und jenen des Netznutzers bzw. nachgelagerten VNB.

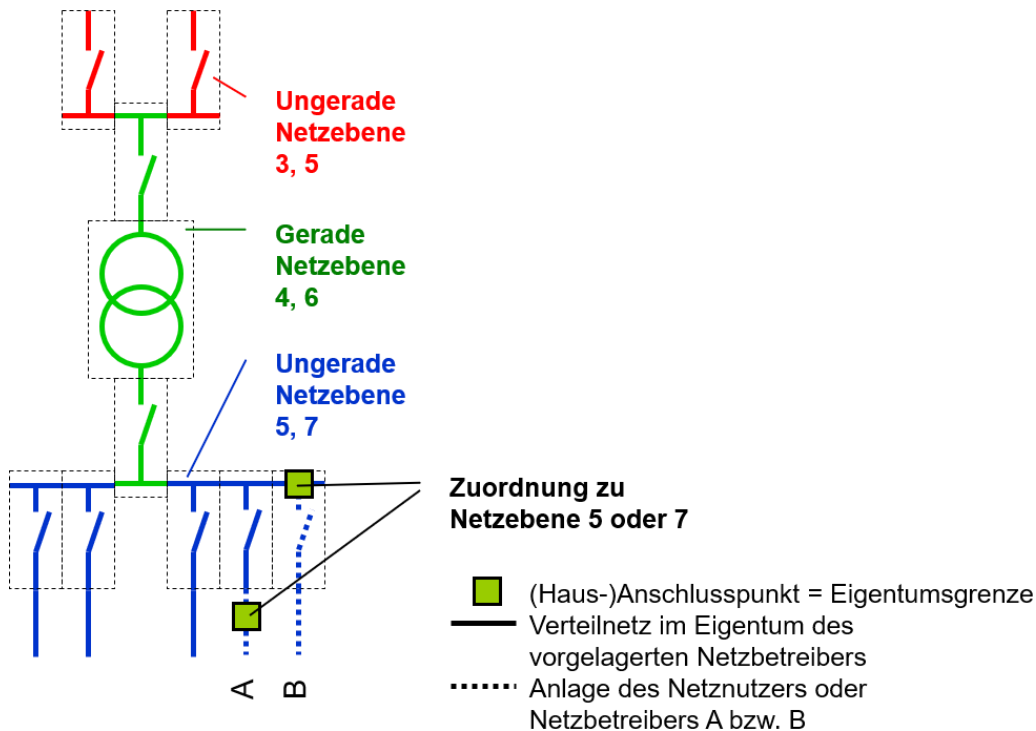


Abbildung 23 Netzebenenzuordnung – Regelfall Netzebenen 3 bis 7

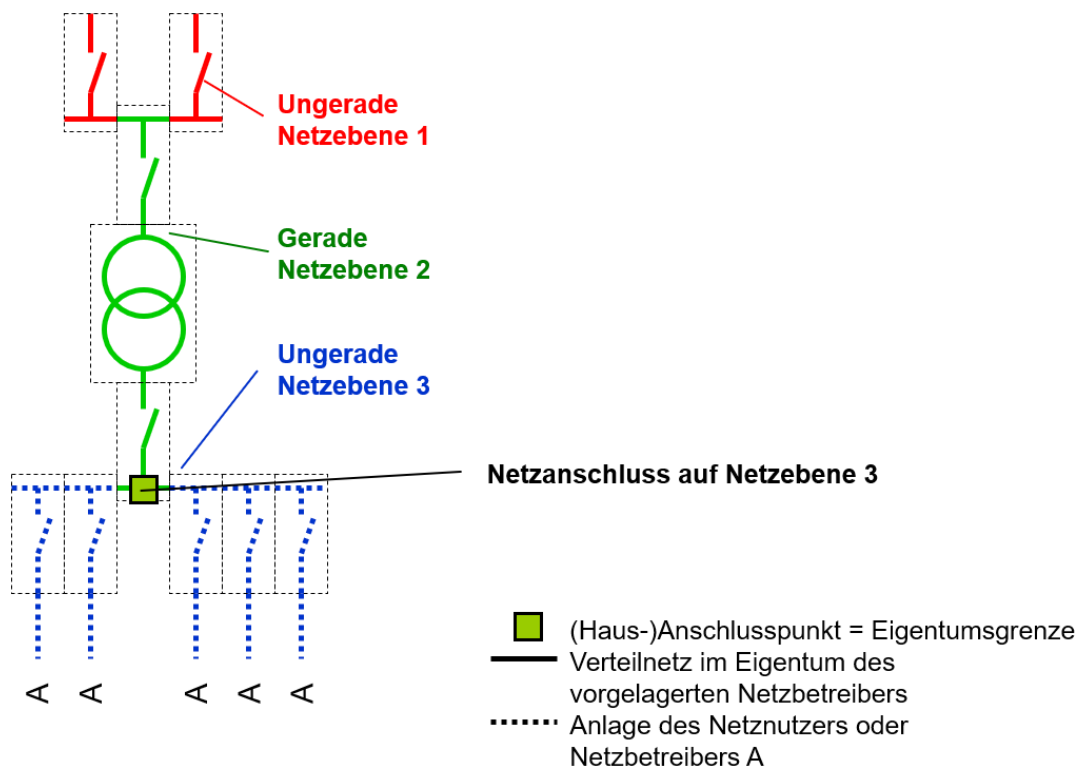


Abbildung 24 Netzebenenanzuordnung – Regelfall Netzebenen 1 bis 3

2.3 Lösungsansätze bei Abweichungen vom Regelfall im Verteilnetz (bestehende Anschlüsse)

- (1) Wenn sich der Verknüpfungspunkt des Netznutzers oder des nachgelagerten VNB hinter einer Transformierungsanlage befindet, die ausschliesslich ihm dient bzw. wenn der vorgelagerte VNB kein eigenes weiteres Leitungsnetz betreibt, kann sich die Eigentumsgrenze an der Schnittstelle zur Transformierungsebene 2, 4 oder 6 befinden (vgl. Abbildung 24 und Abbildung 25). Der Netznutzer oder VNB muss sich mit dem vorliegenden VNB einigen, ob er die Netznutzung auf der nächsthöheren oder nächsttieferen Netzebene beansprucht. In jedem Fall ist die Gleichbehandlung der jeweiligen Netznutzer bzw. nachgelagerten VNB zu berücksichtigen.
- (2) Diese Lösung kommt an der Grenze der Netzebenen 1 und 2 nicht zur Anwendung.

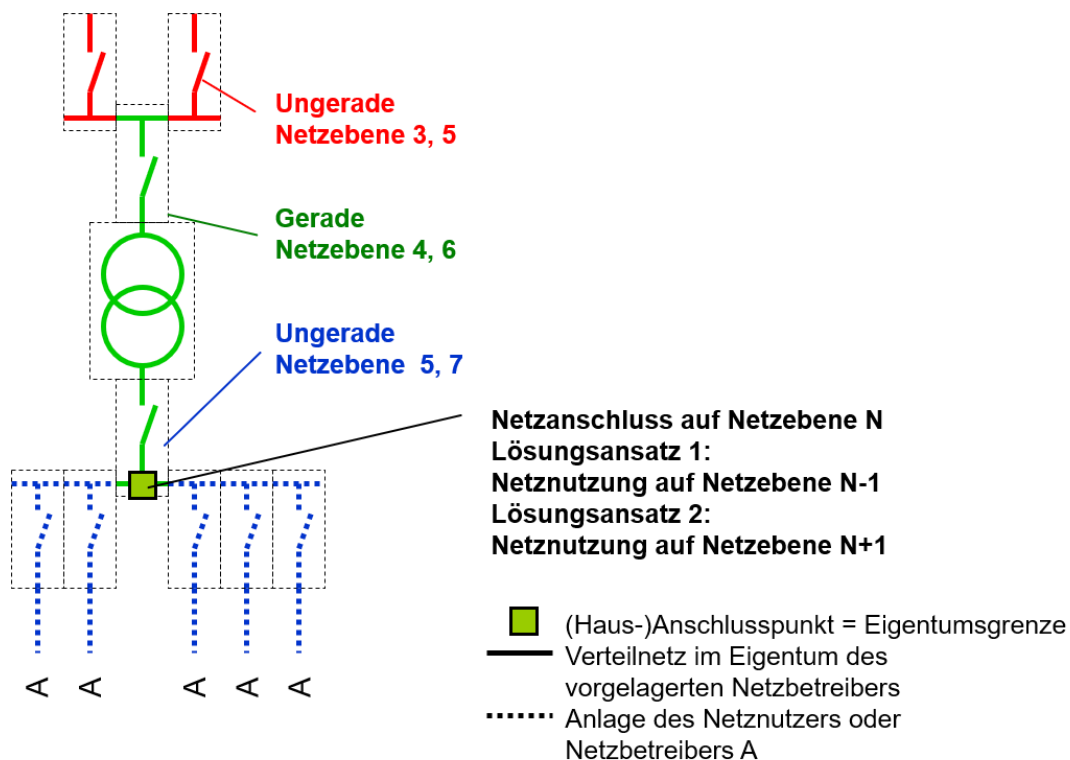


Abbildung 25 Netzebenenanzuordnung – Ausnahmefall Netzebenen 3 bis 7

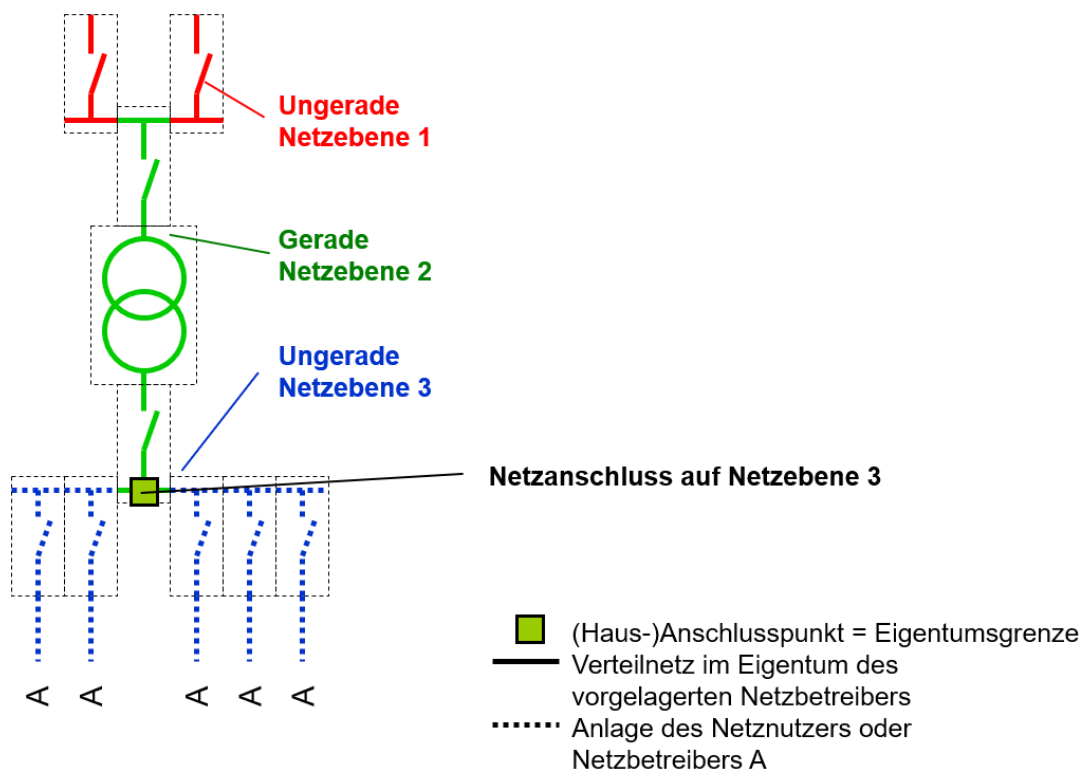


Abbildung 26 Netzebenenanzuordnung – Ausnahmefall Netzebene 1 bis 3

- (3) Netznutzer oder nachgelagerte VNB mit Anschluss auf einer geraden Netzebene N («Transformationsebene») regeln gemeinsam mit dem vorgelagerten VNB, ob sie für die Netznutzung der tieferen Leitungsebene N+1 oder der höheren Leitungsebene N-1 zugeordnet werden. Die gegenseitige Abgeltung für die Netzebenen-Differenz zwischen Netzanschluss und Netznutzung muss diskriminierungsfrei und unter Berücksichtigung der Solidarität erfolgen (kein Pfadmodell).
- (4) Diese Lösung kommt an der Grenze der Netzebenen 1 und 2 nicht zur Anwendung.

2.4 Netznutzung auf Netzebene N-1

- (1) Ist der Netznutzer oder nachgelagerte VNB bezüglich der Netznutzung der höheren Netzebene N-1 zugeordnet, bezahlt er die Netznutzung für Netzebene N-1 plus die durchschnittlichen Kosten des vorliegenden VNB für Netzebene N (kein Pfadmodell).

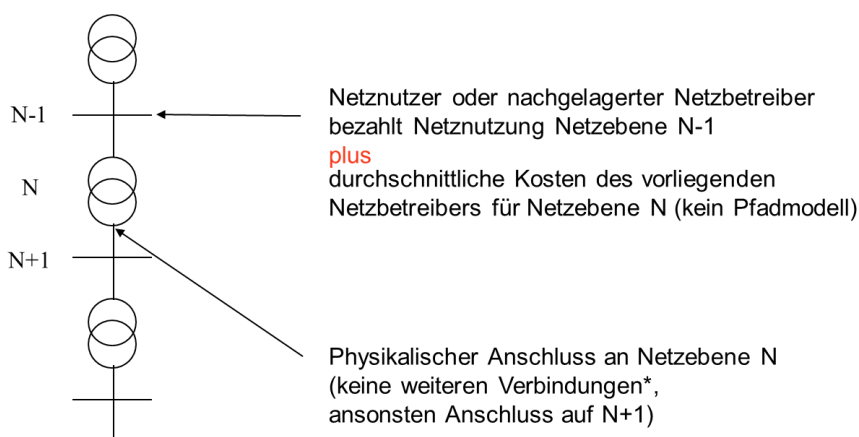


Abbildung 27 Netzanschluss an Netzebene N – Netznutzung auf Netzebene N-1

* Eine zuschaltbare Verbindung, die jederzeit zugeschaltet oder unterbruchsfrei umgeschaltet werden kann, ist als vorhandene Verbindung zu betrachten, auch wenn sie im Normalzustand ausgeschaltet ist.

- (2) Diese Lösung kommt an der Grenze der Netzebenen 1 und 2 nicht zur Anwendung.

2.5 Netznutzung auf Netzebene N+1

- (1) Ist der Netznutzer oder nachgelagerte VNB bezüglich der Netznutzung der tieferen Netzebene N+1 zugeordnet, bezahlt er die Netznutzung für Netzebene N+1 abzüglich seiner anteilmässigen Aufwendungen für die Netzebene N+1, die gemäss den durchschnittlichen Kosten aller im Normalbetrieb verbundenen Netznutzer für die Netzebene N+1 berechnet werden (kein Pfadmodell).

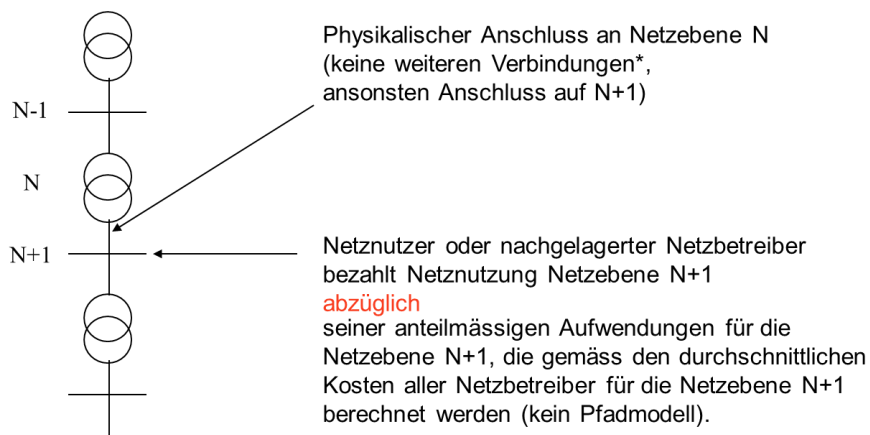


Abbildung 28 Netzanschluss an Netzebene N – Netznutzung auf Netzebene N+1

* Eine zuschaltbare Verbindung, die jederzeit zugeschaltet oder unterbruchsfrei umgeschaltet werden kann, ist als vorhandene Verbindung zu betrachten, auch wenn sie im Normalzustand ausgeschaltet ist.

(2) Diese Lösung kommt an der Grenze der Netzebenen 1 und 2 nicht zur Anwendung.

Anhang 3: Parallelnetzbau / Wechsel von Netzanschlüssen

3.1 Kosten bei Wechsel eines Netzanschlusses

- (1) Gemäss Art. 5 Abs. 5 StromVG ist der VNB berechtigt, einen Netzanschlussnehmer beim Wechsel von Anschlüssen zur anteilmässigen Abgeltung der Kapitalkosten von nicht mehr oder nur noch teilweise genutzten Anlagen zum Ausgleich der Beeinträchtigung der Netznutzungsentgelte – zeitlich befristet – zu verpflichten.
- (2) Ergänzend zu den direkt mit der früheren Einrichtung und dem Rückbau eines Netzanschlusses zusammenhängenden Kosten (vgl. Abschnitt 3.2) umfasst die anteilmässige Abgeltung der Kapitalkosten von nicht mehr oder nur noch teilweise genutzten Anlagen auch Anlagen im allgemeinen Netz des VNB, die:
 - dem Netzanschluss des Netzanschlussnehmers im Sinn der tatsächlich im Netz auftretenden Lastflüsse vorgelagert sind,
 - nicht vollständig abgeschrieben sind,
- (3) eine der beiden folgenden Bedingungen erfüllen:
 - a. Ein wesentlicher Anteil (mindestens 20 %) der Kapazität dieser Anlagen bzw. des entsprechenden Netzgebiets wurde in der Vergangenheit durch den Netzanschlussnehmer genutzt bzw. war für diesen vorzuhalten und wird auch in absehbarer Zeit (drei Jahre) nicht für die Versorgung anderer Endverbraucher benötigt.
 - b. Ein zumindest teilweiser Rückbau dieser Anlagen erfolgt in direkter Folge der Auflösung des Netzanschlusses innerhalb einer zeitlich begrenzten Frist von max. drei Jahren bzw. ist innerhalb dieser Frist vorgesehen.
- (4) Der Anteil der abzugeltenden Kapitalkosten ergibt sich auf Grundlage der auf den Zeitpunkt der Auflösung des Netzanschlusses vorhandenen Restwerts.
- (5) Für einen allfälligen Ausgleich der Beeinträchtigung der Netznutzungsentgelte gilt:
 - Er ist nur dann vorzunehmen, wenn sich die Netznutzungsentgelte (Tarif) der verbleibenden Kunden in der betroffenen Netzebene in Folge der Auflösung des Netzanschlusses unter sonst gleichbleibenden Umständen um mindestens 5 % erhöhen bzw. wenn sich die Summe, der durch den VNB eingenommenen Netzentgelte der betroffenen Netzebene um 5 % vermindert.
 - Er darf über maximal fünf Jahre erfolgen, unter Berücksichtigung einer den übrigen Netznutzern jährlich zumutbaren Kostensteigerung (unter sonst gleichbleibenden Umständen) um mindestens 3 %.
- (6) Bei der Bestimmung der Beeinträchtigung der Netznutzungsentgelte sind allfällige Erlöse des VNB aus einer anteilmässigen Abgeltung von Kapitalkosten gemäss den Absätzen 2 und 3 dieses Kapitels kostenmindernd zu berücksichtigen.
- (7) Der VNB hat die Zahlungen gemäss den Absätzen 2 und 5 dieses Kapitels bei der Ermittlung seiner Netzkosten kostenmindernd zu berücksichtigen.



3.2 Kriterien zur Bewertung der Gesamteffizienz

- (1) Eine Steigerung der Gesamteffizienz (im Sinn einer volkswirtschaftlich effizienten Netznutzung) für alle von einem Anschlusswechsel bzw. Zusatzanschluss betroffenen VNB ist in den folgenden Fällen anzunehmen:
 - Die durch die weitere Nutzung oder den Ausbau des aufzulösenden Netzanschlusses unmittelbar verursachten oder hierfür in absehbarer Zeit (max. fünf Jahre) voraussichtlich erforderlichen Kosten übersteigen die Kosten der Einrichtung, der Erneuerung oder des Ausbaus des Netzanschlusses, der in Zukunft der Versorgung des Netzanschlussnehmers dienen soll. Neben den direkten Kosten des jeweiligen Netzanschlusses sind hierbei jeweils auch die allfällig erforderlichen Massnahmen im allgemeinen Netz sowie die von den betroffenen VNB an dritte VNB zu zahlenden Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen.
 - Die notwendigen Kosten für den Erhalt und die zukünftige Erneuerung der vorhandenen Netze sind, unter Berücksichtigung der aktuellen sowie der in Zukunft erwarteten Last, im Fall einer Beibehaltung des derzeitigen Netzanschlusses langfristig höher als bei einer Beibehaltung der derzeitigen Konfiguration.
- (2) Bei der Ermittlung der anrechenbaren Kosten sind individuell in Rechnung gestellte Kosten sowie allfällige Ausgleichszahlungen des Netzanschlussnehmers gemäss Anhang 3.1 abzuziehen.

3.3 Anpassungen von Anschlüssen für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch

- (1) Wird ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch gebildet, besteht hierfür eine Anschlusspflicht für den VNB. Sind für die Bildung des Zusammenschlusses Anschlüsse zu verändern, z.B. zusammenzulegen, so gehen sämtliche Kosten sowie die nicht amortisierten Investitionen gemäss EnG zu Lasten der beteiligten Grundeigentümer.
- (2) Die Regelung für die Verrechnung von Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge bei Netzbauten und Netzverstärkungen richtet sich nach dem üblichen Vorgehen des VNB.



Anhang 4: Zusammenlegen von mehreren Messpunkten

- (1) Die Kriterien für die messtechnische Zusammenlegung von (Haus-)Anschlusspunkten (virtuell oder physisch) gelten ausschliesslich für die Bestimmung der Messwerte für die Verrechnung. Eine Marktzugangsberechtigung der Kunden gemäss StromVV nach den Kriterien der wirtschaftlichen und örtlichen Einheit besteht auch ohne Zusammenlegung von (Haus-)Anschlusspunkten. Umgekehrt dürfen nur solche (Haus-)Anschlusspunkte zusammengelegt werden, die eine wirtschaftliche und örtliche Einheit bilden.
- (2) Grundsätzlich sind entstehende Zusatzkosten durch den Grundeigentümer zu tragen, sofern dieser die Zusammenlegung beantragt.
- (3) Die Zusammenlegung der Messung mehrerer (Haus-)Anschlusspunkte ist möglich, wenn folgende Bedingungen kumulativ erfüllt sind:
 - Die Anlagen der betroffene Endverbraucher bzw. der Arealnetzbetreiber sind messtechnisch dazu ausgerüstet.
 - Die (Haus-)Anschlusspunkte müssen nach StromVV eine wirtschaftliche und örtliche Einheit bilden.
 - Die (Haus-)Anschlusspunkte müssen am selben Netz-Stammkabel angeschlossen sein (vgl. Abbildung 29).

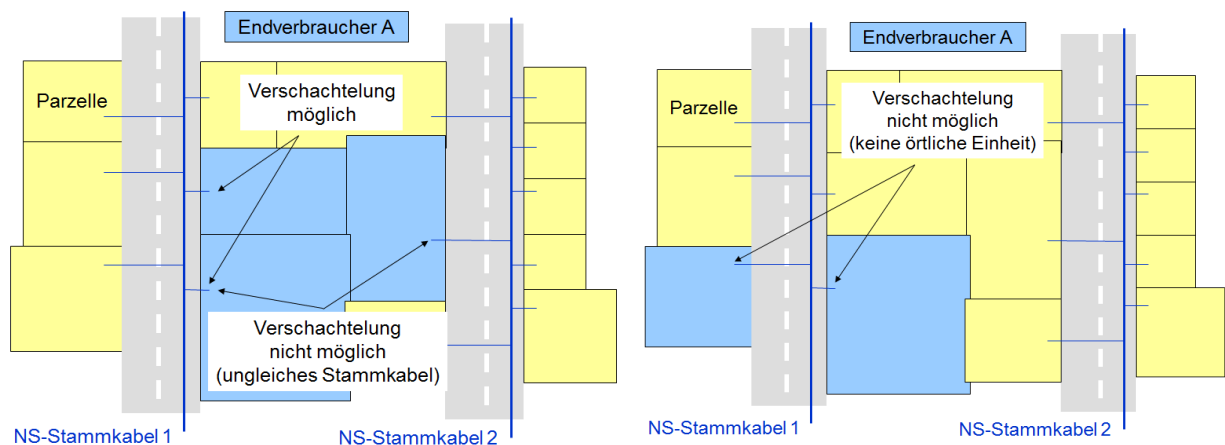


Abbildung 29 Zeitgleiche Messung am gleichen Stammkabel

Anhang 5: Beispiele zur Marktzugangsberechtigung

5.1 Situation A

- (1) Ein Gebäude mit mehreren Endverbrauchern A, B und C mit jeweils einem Zähler.

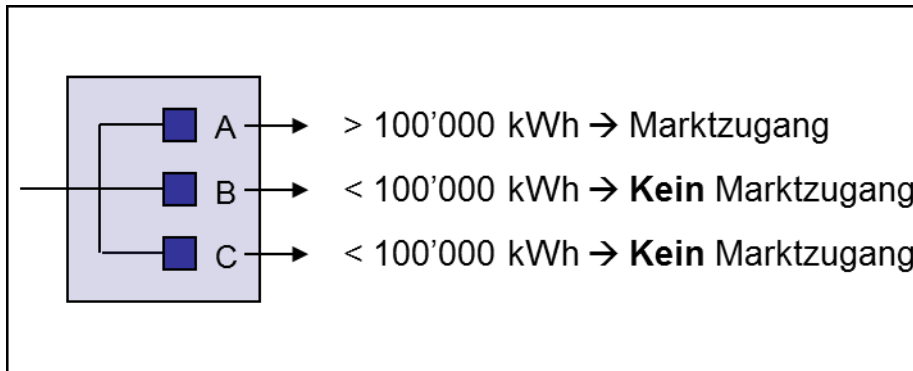


Abbildung 30 Situation A: Ein Gebäude, mehrere Endverbraucher, je eigener Zähler

- (2) Nur Endverbraucher A (Haushalt oder andere Kundengruppe) mit mehr als 100 000 kWh Jahresverbrauch ist marktberechtigt.

5.2 Situation B

- (1) Ein Endverbraucher A hat mehrere Zähler (A und A') in einem Gebäude.
- (2) **Variante 1:** Auf einem Zähler beträgt die Jahresenergiemenge mehr als 100 000 kWh, auf dem anderen weniger.
- (3) **Variante 2:** Auf beiden Zählern beträgt die Jahresenergiemenge weniger als 100 000 kWh, zusammen ist die Menge grösser als 100 000 kWh.

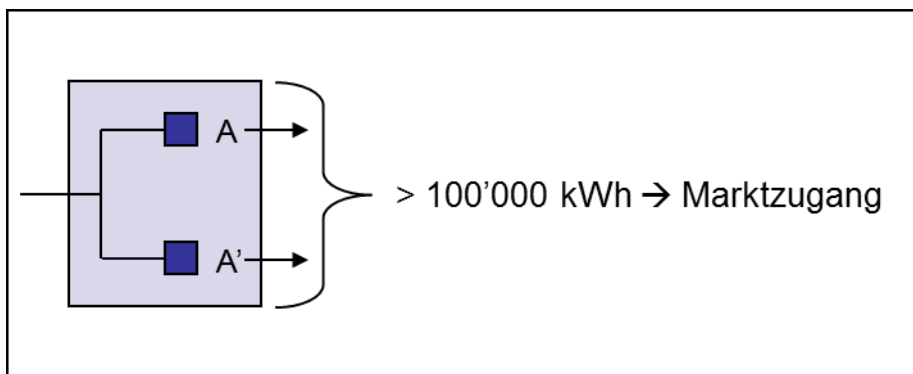


Abbildung 31 Situation B: Ein Endverbraucher, mehrere Zähler

- (4) **Variante 1:** Der Endverbraucher kann für den Zähler > 100'000 kWh alleinig oder für beide Zähler zusammen Marktzugang erhalten
- (5) **Variante 2:** Der Endverbraucher erhält nur für beide Zähler zusammen Marktzugang.

5.3 Situation C

- (1) Ein Endverbraucher A hat zwei Gebäude, getrennt durch öffentlichen Boden (Strasse). Im Normalbetrieb besteht eine unterirdische Verbindung zwischen den Gebäuden.

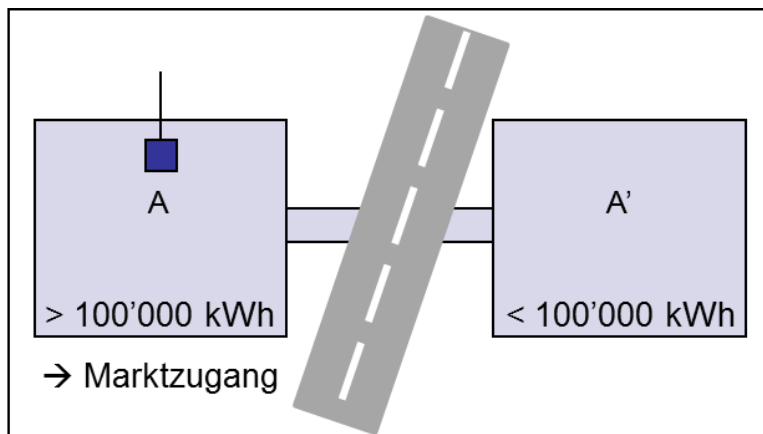


Abbildung 32 Situation C: Ein Endverbraucher, zwei Gebäude mit Verbindung im Normalbetrieb

- (2) Der Verbrauch der beiden Gebäude wird summiert, wenn beide Gebäude als örtliche und wirtschaftliche Einheit gelten (vgl. Anhang 4).

5.4 Situation D

- (1) Ein Endverbraucher A hat zwei Gebäude, getrennt durch öffentlichen Boden (Strasse).

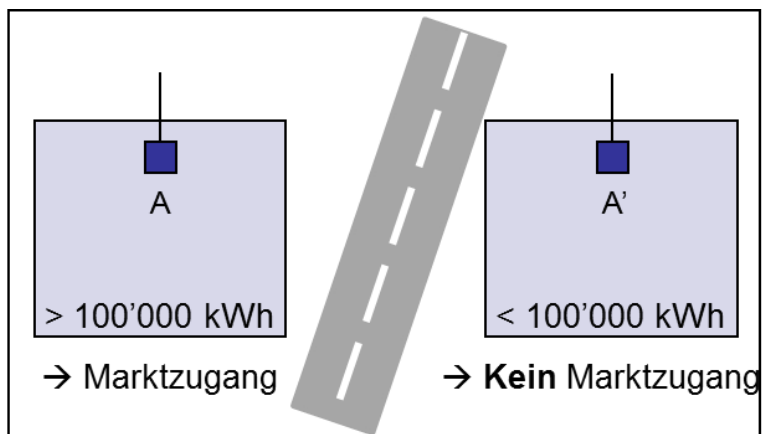


Abbildung 33 Situation D: Ein Endverbraucher, zwei durch öffentlichen Boden getrennte Gebäude

- (2) Der Endverbraucher hat nur für das Gebäude A Marktzugang, da das Gebäude A' durch öffentlichen Grund getrennt ist (d.h., der Verbrauch darf nicht summiert werden) und somit das Kriterium der örtlichen Einheit nicht erfüllt.

Anhang 6: Einsatz und Kostentragung von Not-, Reserve- und Revisionsanschlüssen

6.1 Grundsätze

- (1) Die im Einsatzfall (Einschalten) entstehenden Kosten werden vom Netznutzer (VNB, Endverbraucher (EV) oder Erzeuger (EZ)) übernommen. Die Kosten betreffen die Netznutzung (Arbeits- und Leistungstarif für Nutzer VNB und EV; auch ein individuell zu vereinbarenden, fixer Grundtarif ist möglich) und die SDL (z.B. Blindenergie und beim EV Wirkverluste). Sie werden mit den gemäss Metering Code festgelegten Messgrössen ermittelt und vom Netznutzer übernommen. Erfolgt eine individuelle Verrechnung für die Aktivierung des Anschlusses, so können hierzu beispielsweise folgende Grössen herangezogen werden: Einsatzstunden, Leistung, Energie, Personalkosten.
- (2) Entstehen dem vorgelagerten VNB durch das Zuschalten eines Not-, Reserve- oder Revisionsanschlusses zusätzliche Kosten für zusätzliche Leistung und Energie und stellt er diese dem Netznutzer (VNB, EV oder EZ) in Rechnung, so muss er sie dem Netznutzer gegenüber ausweisen. Diese Zusatzkosten können auch über eine Pauschalenregelung zwischen den Parteien abgegolten werden.
- (3) Wenn es z.B. wegen fehlender Messungen oder anderer Gründe nicht möglich ist, eine wirtschaftlich vertretbare Abrechnung auf Messdatenbasis zu erstellen, können individuelle Lösungen herangezogen werden. Da in tieferen Netzebenen häufig keine verlässlichen Messdaten für eine individuelle Abrechnung der Aktivierung des Anschlusses zur Verfügung stehen, kann in diesen Fällen auch eine pauschale Abgeltung zwischen den Betroffenen zweckmässig sein.
- (4) Eine pauschale Abgeltung für das Einschalten von Not-, Reserve- und Revisionsanschlüssen für die betriebliche Abwicklung kann von Vorteil sein, weil damit das Betriebspersonal ohne wirtschaftliche Überlegungen den Anschluss allein nach betrieblicher Notwendigkeit einschalten kann.
- (5) Kosten (Investition, Betrieb und Pauschalen) für Not-, Reserve- und Revisionsanschlüsse inklusive Netznutzung fliessen in die anrechenbaren Kosten der VNB ein.
- (6) Kostenteilung für die Bereitstellung des Anschlusses:
 - Die Infrastruktur des vorgelagerten Netzes wurde in der Vergangenheit von Fall zu Fall durch den oder die Netznutzer anteilmässig bezahlt.
 - Die Kosten für Erstellung, Betrieb inklusive Instandhaltung und Rückbau des Netzanschlusses sind vom Netznutzer bzw. von den Netznutzern entsprechend seines/ihrer Nutzens zu tragen. Dies gilt ebenso für deshalb notwendige Netzverstärkungen im vorgelagerten Netz sowohl für NB als auch für EV und EZ.
 - Bei einseitigem Nutzen des Anschlusses: Nutzende Partei zahlt 100% der Investitions- bzw. Rückbau- und Instandhaltungskosten sowie einen allfälligen Anteil an der Verstärkung des vorgelagerten Netzes (Netzanschluss- und/oder Netzkostenbeitrag).
 - Bei beidseitigem Nutzen des Anschlusses: Tragung dieser Kosten entsprechend dem anteiligen Nutzen.
 - Der Nutzen definiert sich u.a. aus gesteigerter Versorgungssicherheit, verfügbarer Leistung, Eintrittswahrscheinlichkeit und zugesicherter Nutzungsdauer.



- Die Kosten werden vorzugsweise als Pauschale (einmalig und/oder jährlich) abgegolten. Sie orientieren sich an den Kosten der vorgehaltenen Infrastruktur.

(7) Anspruchsberechtigung auf Errichtung eines Not-, Reserve- oder Revisionsanschlusses:

- Es besteht gemäss DC – CH nicht in jedem Fall ein Anspruch.

6.2 Betrachtete Grundfälle für VNB und Endverbraucher/Erzeuger mit Lösungsempfehlungen

6.2.1 Grundfall 1: Nur VNB betroffen

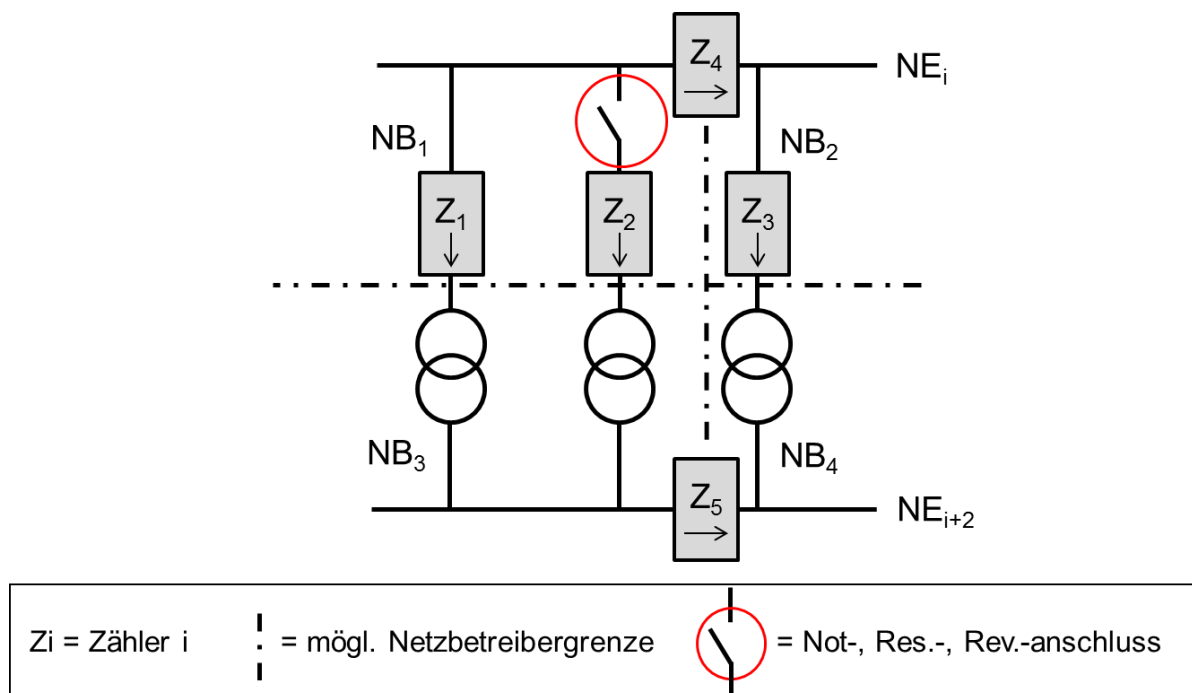


Abbildung 34 Kostentragung Grundfall 1: nur VNB betroffen

(1) Situationsbeschreibung

- Der NB₃ kann ganz oder teilweise Energie über einen Not-, Reserve- oder Revisionsanschluss beim VNB NB₁ beziehen.
- Daraus kann eine messbare Leistungs- und Energieverschiebung entstehen, die sich auf die Lastgänge am Übergang von NE_i auf NE_{i+2} auswirkt.

(2) Lösungsempfehlung

- Im Einsatzfall entstehende Kosten werden vom verursachenden NB₃ übernommen.
- Da beim NB₁ durch das Einschalten des Not-, Reserve- oder Revisionsanschlusses in Summe keine höhere Leistung/Energie als ohne Einschalten auftritt, sollen von NB₁ dem NB₃ auch keine zusätzlichen Netznutzungsentgelte durch die Leistungsverchiebung in Rechnung gestellt werden. Die Netznutzung von NB₁ ergibt sich für NB₃ aus der Saldierung der Zähler Z₁ und Z₂.
- Die Netznutzung für NB₃ aus der horizontalen Netznutzung ist zwischen NB₃ und NB₄ zu vereinbaren und soll möglichst auf Basis von Messwerten erfolgen.

- Ergibt das Einschalten des Not-, Reserve- oder Revisionsanschlusses eine messbare Leistungsverchiebung, wodurch bei den nicht identischen NB₁ und NB₂ andere Leistungen bezogen werden, erfolgt die Abrechnung der Netznutzung individuell zwischen den involvierten NB₁, NB₂, NB₃ und NB₄.

6.2.2 Grundfall 2: Nur VNB betroffen

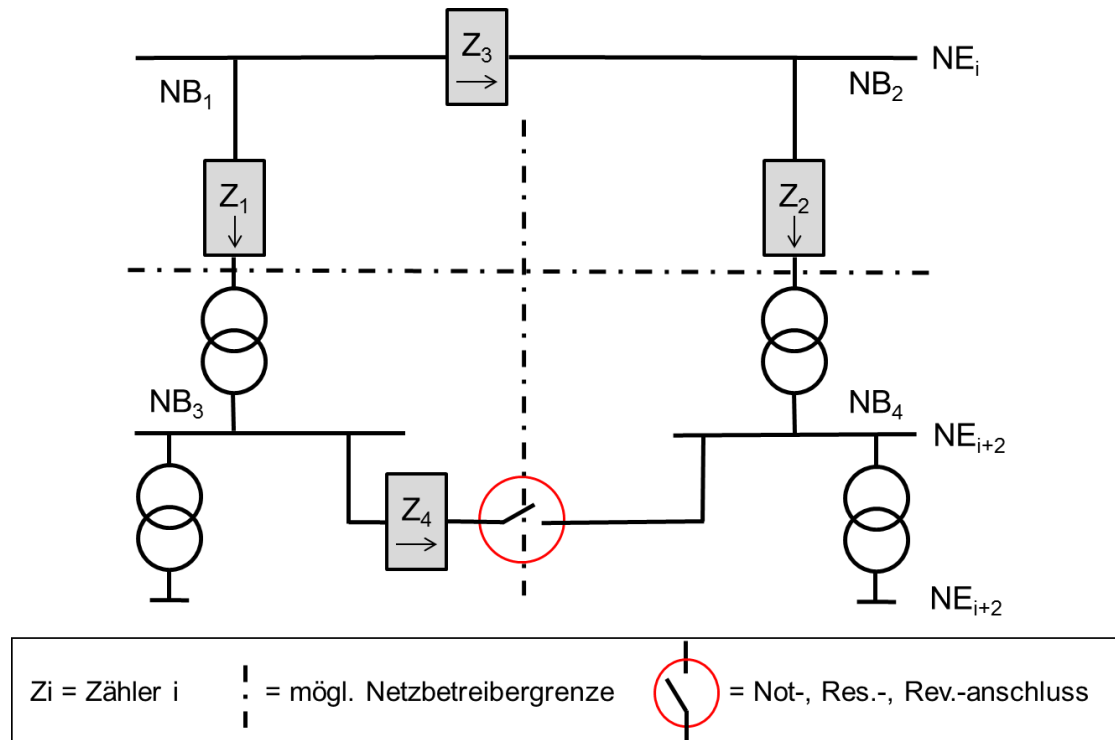


Abbildung 35 Kostentragung Grundfall 2: nur VNB betroffen

(1) Situationsbeschreibung

Auf NE_{i+2} kann Last von einem NB ganz oder teilweise auf das benachbarte Netz der NE_{i+2} geschaltet werden. Daraus resultiert eine Leistungsverchiebung, die sich auf die Lastgänge am Übergang von NE_i auf NE_{i+1} auswirkt.

(2) Lösungsempfehlung

- Die im Einsatzfall (Einschalten) entstehenden Kosten werden vom NB₃ bzw. NB₄ anteilmässig übernommen.
- Sofern aufgrund des Einschaltens auf NE_{i+2} dem vorgelagerten VNB zusätzliche Kosten entstehen, werden diese anteilmässig vom Verursacher übernommen.
- Sind NB₁ und NB₂ identisch und miteinander verbunden, sollen entsprechend der umgeschalteten Leistung die Zähler Z₁ und Z₂ entsprechend korrigiert werden, so dass NB_{1/2} keine zusätzlichen Einnahmen hat. Begründet wird dies damit, dass durch dieses Zuschalten beim NB_{1/2} keine zusätzlichen Kosten auftreten und er deshalb dem NB₃ resp. NB₄ die zusätzlich auftretende Leistung nicht verrechnen darf. Die Wirkung wäre eine effiziente Nutzung

bestehender Anlagen durch Einschaltung und Nutzung der Not-, Reserve- und Revisionsanschlüsse, da keine zusätzlichen Kosten anfallen.

- Grundsätzlich sind Korrekturen auf NE_i nur beim Umschalten auf NE_{i+2} durchzuführen. Erfolgt das Zusammenschalten auf tieferen Netzebenen als NE_{i+2} , so werden die physikalischen Auswirkungen auf NE_i immer kleiner und der wirtschaftliche/administrative Aufwand für eine Korrektur immer grösser.
- Sind Korrekturen wirtschaftlich nicht vertretbar, so sind auch hier individuelle Lösungen angezeigt.

6.2.3 Grundfall 3: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen

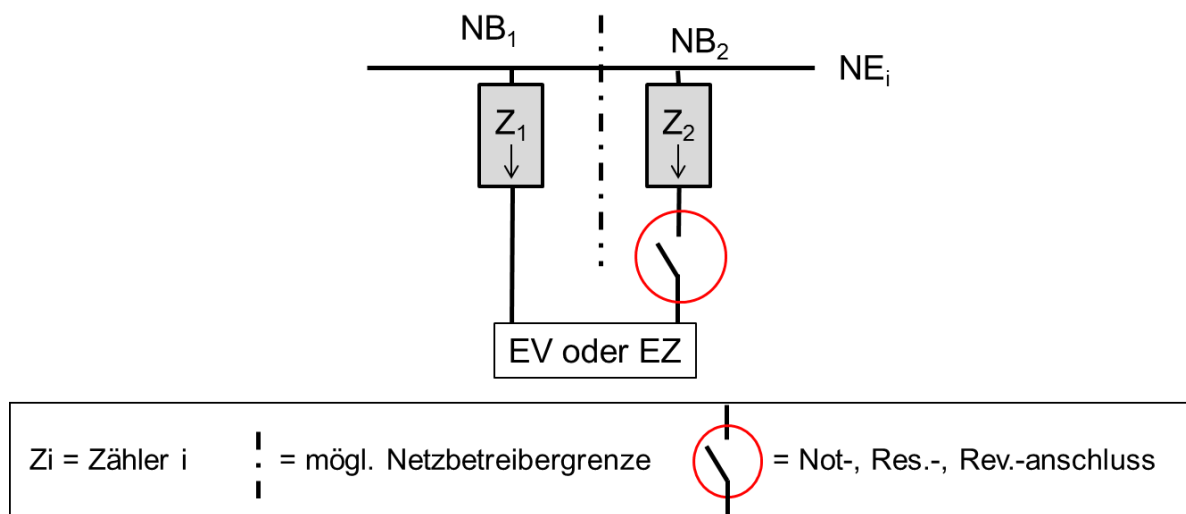


Abbildung 36 Kostentragung Grundfall 3: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen

(1) Situationsbeschreibung

- Der Endverbraucher oder der Erzeuger kann ganz oder teilweise auf das benachbarte Netz der NE_i geschaltet werden.
- Daraus resultiert eine Leistungsverchiebung, die sich auf die Lastgänge am Übergang von NE_i zum EV oder EZ auswirkt.

(2) Lösungsempfehlung

- Im Einsatzfall (Einschalten) entstehende Kosten werden vom EV bzw. EZ übernommen.
- Der anbietende VNB des Not-, Reserve- oder Revisionsanschlusses definiert einen Messpunkt und ordnet diesen der Bilanzgruppe des Lieferanten des EV/EZ zu.
- Sofern der vorgelagerte VNB aufgrund des Einschaltens zusätzliche Kosten hat, werden diese anteilmässig vom Verursacher EV oder EZ übernommen.
- Sind NB_1 und NB_2 identisch, sollen die Zähler Z_1 und Z_2 zusammengefasst und gebündelt werden, so dass NB_1 keine zusätzlichen Einnahmen durch die Leistungsverchiebung beim Einschalten hat. Begründet wird dies damit, dass bei diesem NB keine zusätzlichen Kosten auftreten.

Das Diagramm zeigt ein Netzwerk mit mehreren Netzbetreibern (NB₁ bis NB₆) und einem zentralen EV oder EZ. Die Netzebenen sind NE_i, NE_{i+2} und NE_{i+4}. Ein Zähler Z₁ und ein Zähler Z₂ sind angeschlossen. Ein Not-, Res.-, Rev.-anschluss ist ebenfalls dargestellt.

Legende:

- Z_i = Zähler i
- ⋮ = mögl. Netzbetreibergrenze
- ⚡ = Not-, Res.-, Rev.-anschluss

(1) Situationsbeschreibung

- Ein Endverbraucher oder ein Erzeuger ist über verschiedene Leitungen mit verschiedenen Unterwerken auf gleicher Netzebene verbunden.
- Auf NE_{i+4} kann Last/Einspeisung ganz oder teilweise auf das benachbarte Netz der NE_{i+2} geschaltet werden.
- Daraus resultiert eine Leistungsverchiebung, die sich auf die Lastgänge am Übergang von NE_{i+2} auf NE_{i+3} und allenfalls auf Lastgänge am Übergang von NE_i auf NE_{i+1} auswirkt.

- Der anbietende VNB des Not-, Reserve- oder Revisionsanschlusses definiert einen Messpunkt und ordnet diesen der Bilanzgruppe des Lieferanten des EV/EZ zu.
- Die im Einsatzfall (Einschalten) entstehenden Kosten werden vom EV resp. EZ übernommen.
- Sofern der vorgelagerte VNB aufgrund des Einschaltens und aufgrund der Leistungsverchiebung zusätzliche Kosten hat, werden diese anteilmässig vom Verursacher EV oder EZ übernommen.
- Dieser Ansatz gilt auch, wenn der EV/EZ auf der NE_{i+2} angeschlossen ist.
- Sind NB_3 und NB_4 identisch und miteinander verbunden, werden entsprechend der umgeschalteten Leistung die Zähler am Übergang der NE_{i+2} auf die NE_{i+3} entsprechend korrigiert, so dass $NB_{3/4}$ keine zusätzlichen Einnahmen hat. Begründet wird dies damit, dass bei diesem NB keine zusätzlichen Kosten auftreten. Die Wirkung wäre eine effiziente Nutzung

bestehender Anlagen durch Einschaltung und Nutzung der Not-, Reserve- und Revisionsanschlüsse, da keine zusätzlichen Kosten anfallen.

- Grundsätzlich sind Korrekturen auf NE_{i+2} nur beim Umschalten auf NE_{i+4} durchzuführen. Erfolgt das Zusammenschalten auf tieferen Netzebenen, werden die physikalischen Auswirkungen auf NE_{i+2} immer kleiner und der wirtschaftliche/administrative Aufwand für eine Korrektur immer grösser. Ebenso ist dies der Fall, wenn eine horizontale Verbindung erst auf der NE_i vorhanden ist.
- Sind Korrekturen wirtschaftlich nicht vertretbar, so sind auch hier individuelle Lösungen angezeigt.

6.2.5 Grundfall 5: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen

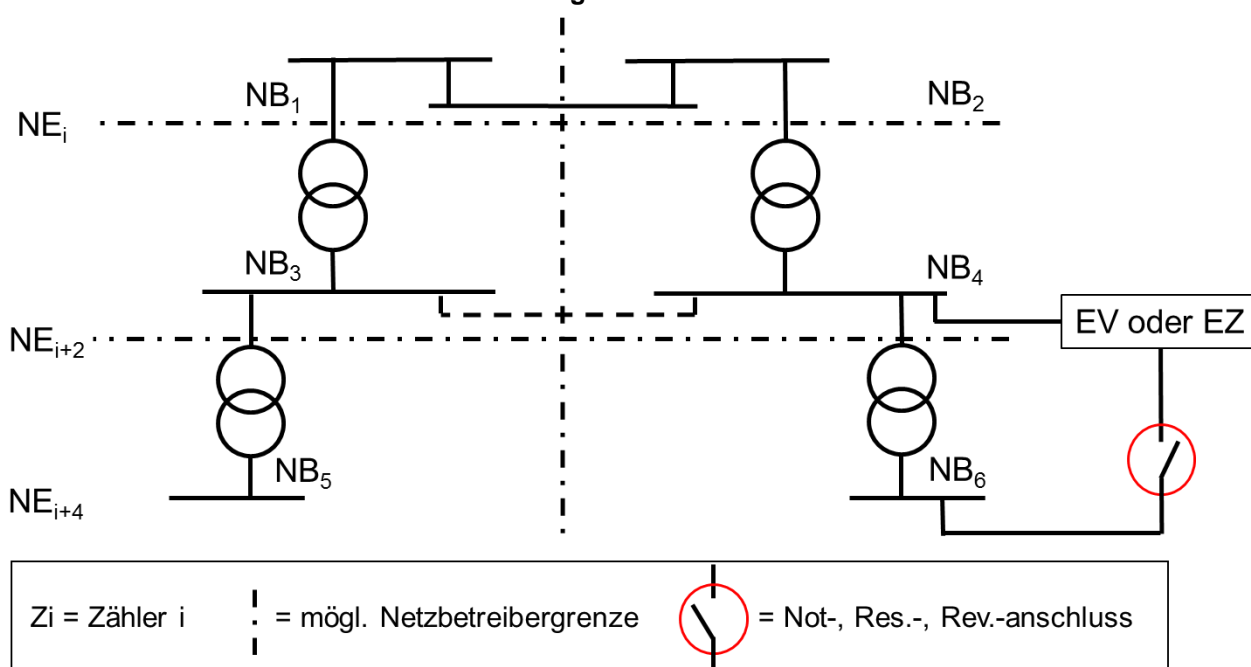


Abbildung 38 Kostentragung Grundfall 5: Endverbraucher oder Erzeuger ist betroffen

(1) Situationsbeschreibung

- Ein Endverbraucher oder Erzeuger ist über verschiedenen Leitungen und verschiedene Netzebenen mit dem gleichen UW verbunden.
- Auf der NE_{i+4} kann die Last/Einspeisung ganz oder teilweise auf das unterlagerte Netz der NE_{i+4} geschaltet werden.
- Daraus resultiert eine Leistungsverchiebung, die sich auf die Lastgänge an den Anschlüssen des EV/EZ auswirkt.

(2) Lösungsempfehlung

- Der anbietende VNB des Not-, Reserve- oder Revisionsanschlusses definiert einen Messpunkt und ordnet diesen der Bilanzgruppe des Lieferanten des EV/EZ zu.
- Die im Einsatzfall entstehenden Kosten werden vom EV bzw. EZ übernommen.
- Sofern der vorgelagerte VNB NB_6 aufgrund der Zuschaltung auf NE_{i+4} für zusätzliche Leistung bezahlen muss, werden daraus resultierende Zusatzkosten vom EV/EZ übernommen.

- Da der NB_4 durch die Umschaltung auf der NE_{i+2} in Summe aber keine Änderung bei der abgegebenen Leistung/Energie spürt, soll auch hier die Übergabe vom NB_4 zum NB_6 auf der NE_{i+2} entsprechend korrigiert werden.



Anhang 7: Hintereinandergeschaltete und vermaschte Netze

- (1) In diesem Anhang werden Grundkonfigurationen bei hintereinandergeschalteten Netzen (Abschnitt 7.1) und vermaschten Netzen (Abschnitt 7.2) beschrieben. Die nachfolgenden Begriffe Transport- und Verteildienst werden zur anschaulichen Erklärung der Grundkonfiguration verwendet.

7.1 Hintereinander geschaltete VNB

- (1) Wenn Netze unterschiedlicher Eigentümer innerhalb einer Netzebene hintereinandergeschaltet sind, besteht die Gefahr der Doppelbelastung von Endverbrauchern («Pancaking»). Der Begriff Doppelbelastung wird hier auch synonym für Mehrfachbelastung verstanden, wenn mehr als zwei VNB beteiligt sind.
- (2) Die beteiligten VNB haben durch geeignete Massnahmen sicherzustellen, dass keine Doppelbelastung von Endverbrauchern resultiert, die sich allein durch die unterschiedliche Netzeigentümerschaft ergibt und nicht durch höhere effektive Kosten begründet ist. Zwei grundsätzliche Situationen sind zu unterscheiden:
 - Der vorgelagerte VNB betreibt Netzelemente in der betroffenen Netzebene, die eigene Endverbraucher und nachgelagerte VNB versorgen. Wie eine Doppelbelastung der Endverbraucher verhindert werden kann, zeigen die folgenden Lösungsvorschläge.
 - Der vorgelagerte VNB betreibt nur die vorgelagerte Netzebene. Er versorgt keine Endverbraucher; diese werden ausschliesslich durch die nachgelagerten VNB bedient. Dadurch ergibt sich keine Doppelbelastung im Sinn von «Pancaking», da eine allfällige unterschiedliche Belastung der Endverbraucher durch die unterschiedlichen Kosten der nachgelagerten VNB begründet ist. Diese unterschiedlichen Kosten sind die Folge von unterschiedlichen Strukturen der nachgelagerten VNB und nicht der unterschiedlichen Netzeigentümerschaft. Somit handelt es sich nicht um ein «Pancaking-Problem». Entsprechende Lösungsansätze werden dennoch im Abschnitt 7.1.3. aufgezeigt.
- (3) Eine Doppelbelastung durch «Pancaking» kann ausschliesslich zwischen unterschiedlichen VNB auf derselben Netzebene entstehen. Zwischen VNB und Endverbrauchern ergibt sich keine derartige Doppelbelastung.

7.1.1 Dienste

- (1) Zur Diskussion des «Pancaking-Problems» wird eine Betrachtung der Dienste einer Netzebene vorgenommen: Unter Diensten wird der Transport bzw. die Verteilung von elektrischer Energie in einer Netzebene verstanden. Innerhalb einer Netzebene kann ein Dienst weiter aufgeteilt werden in Transportdienst und Verteildienst.
- (2) Der Transportdienst dient dem Transport der Energie bis zu einem Verteilnetz, z.B. eines nachgelagerten VNB. Der Verteildienst dient der Verteilung der Energie bis zu den Endverbrauchern.
- (3) Ein «Pancaking-Problem» liegt vor, wenn ein Dienst von mehreren VNB in verbundenen Netzen auf der gleichen Netzebene erbracht wird und dieser Umstand zu einer unzulässigen Doppelbelastung von Endverbrauchern führt. Folgende zwei Voraussetzungen sind für das Entstehen eines «Pancaking-Problems» bei hintereinander geschalteten Netzen notwendig:



- Derselbe Dienst wird von mehreren VNB auf der gleichen Netzebene erbracht.
 - Der vorgelagerte VNB betreibt einen Transportdienst und hat gleichzeitig einen Verteildienst in derselben Netzebene und/oder in nachgelagerten Netzebenen.
- (4) Gleichgelagerte Endverbraucher, die einen Dienst beanspruchen, werden diskriminierungsfrei und distanz-unabhängig behandelt. Dasselbe gilt auch für gleichgelagerte VNB, die den Dienst eines vorgelagerten VNB beanspruchen.
- (5) Strukturelle Unterschiede nachgelagerter VNB können zu Tariffdifferenzen für Endverbraucher führen. Sie sind nicht die Folge von «Pancaking» und gelten somit nicht als «Pancaking-Problem». Es besteht die Möglichkeit, dass sich die nachgelagerten VNB zusammen mit dem vorgelagerten VNB auf ein Tarifmodell oder die nachgelagerten VNB untereinander auf Ausgleichszahlungen einigen, die grössere strukturbedingte Tariffdifferenzen ausgleichen.

7.1.2 Grundkonfigurationen

- (1) In diesem Unterabschnitt werden verschiedene Grundkonfigurationen beschrieben. Bei jeder Grundkonfiguration wird aufgezeigt, inwieweit ein «Pancaking-Problem» vorliegt, und es werden die naheliegendsten Lösungen beschrieben. In jedem Fall sind auch andere Lösungen zugelassen, falls sich die betroffenen VNB darauf einigen.

7.1.2.1 Situation A

- (1) Eine Netzebene N wird ausschliesslich durch einen vorgelagerten VNB betrieben. Dieser bedient keine Endverbraucher in der nachgelagerten Netzebene N+1. Die nachgelagerten VNB decken die nachfolgende Netzebene N+1 ab.

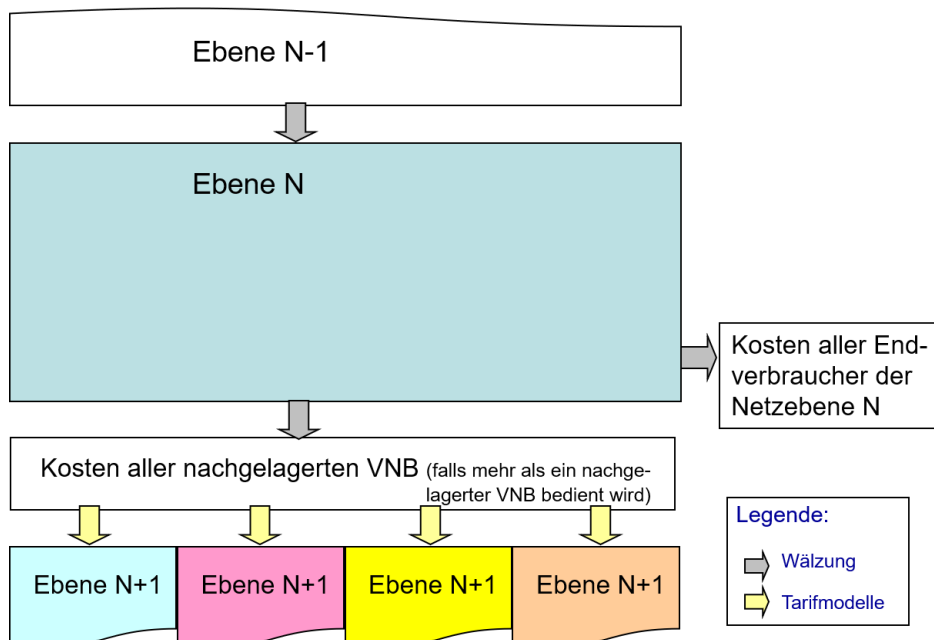


Abbildung 39 Situation A: Nur ein VNB in Netzebene N

- (2) Die Situation A ist kein «Pancaking-Problem». Alle Kosten werden den nachgelagerten VNB über Tarifmodelle weitergegeben.

7.1.2.2 Situation B

- (1) In der Netzebene N sind mehrere VNB tätig. Der vorgelagerte VNB betreibt einen reinen Transportdienst. Er bedient keine Endverbraucher in der Netzebene N; diese werden alle durch nachgelagerte VNB von derselben Netzebene bedient.

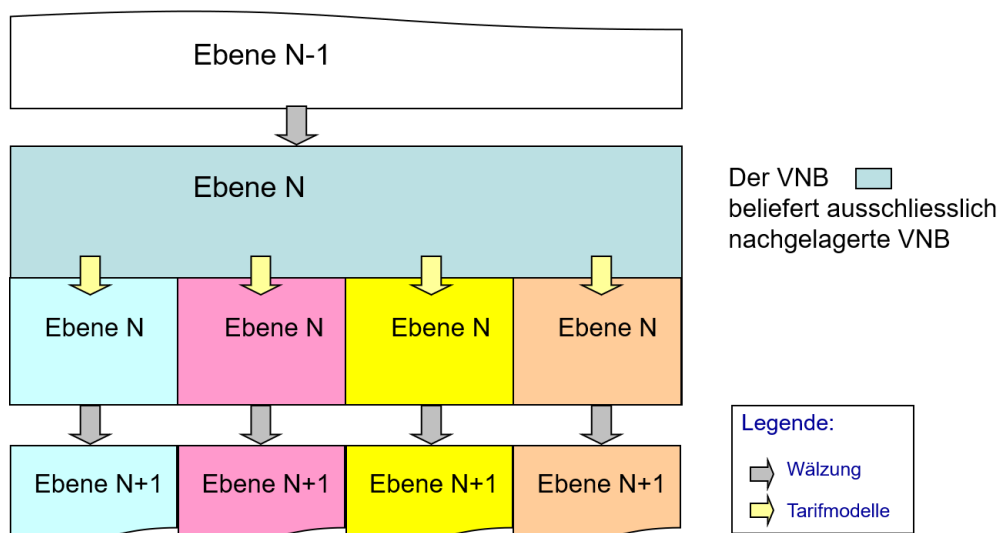


Abbildung 40 Situation B: Mehrere VNB in Netzebene N

- (2) In der Situation B ist die Netzebene N in einen übergeordneten Transportdienst Na (z.B. 3a oder 5a) und einen Verteildienst Nb (z.B. 3b oder 5b) aufgeteilt. Der Dienst Na wird vollumfänglich vom vorgelagerten VNB wahrgenommen. Durch die Aufteilung der Netzebene N in die Ebenen Na und Nb wird diese Situation in eine analoge Konfiguration wie unter A überführt.
- (3) Die Situation B ist kein «Pancaking-Problem». Alle Kosten werden den nachgelagerten VNB über Tarifmodelle weitergegeben.

7.1.2.3 Situation C

- (1) In der Netzebene N sind mehrere VNB tätig. Der vorgelagerte VNB betreibt einen Transportdienst und bedient Endverbraucher in derselben und/oder in der nachgelagerten Netzebene. Eine Aufteilung in einen übergeordneten Transportdienst Na und einen Verteildienst Nb ist aus technischen oder strukturellen Gründen nicht möglich.

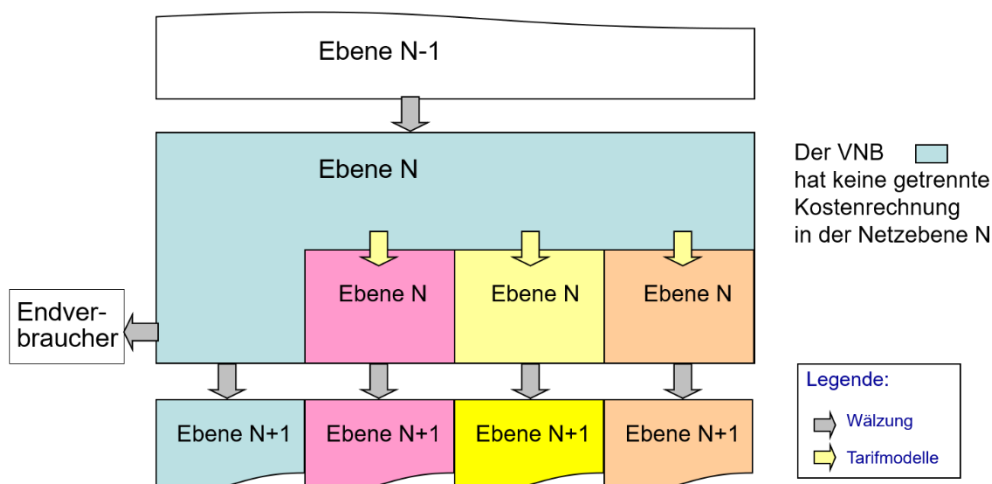


Abbildung 41 Situation C: Mehrere VNB in Netzebene N

- (2) Die Situation C ist ein «Pancaking-Fall». Der vorgelagerte VNB darf seine Endverbraucher nicht zu Lasten der Endverbraucher nachgelagerter VNB bevorzugen.
- (3) Die Verteilung der Kosten an die nachgelagerten VNB erfolgt diskriminierungsfrei und distanzunabhängig über ein Tarifmodell. Der vorgelagerte VNB muss dabei in der Tarifgestaltung diejenigen Anteile des Dienstes, die durch die nachgelagerten VNB erbracht werden, gebührend berücksichtigen.

7.1.2.4 Situation D

- (1) In der Netzebene N sind mehrere VNB tätig. Der vorgelagerte VNB betreibt einen Transportdienst und bedient Endverbraucher in derselben und/oder in der nachgelagerten Netzebene. Er kann seine Dienste sowohl auf der technischen Ebene als auch in der Kostenrechnung in einen übergeordneten Transportdienst Na und einen Verteildienst Nb aufteilen.

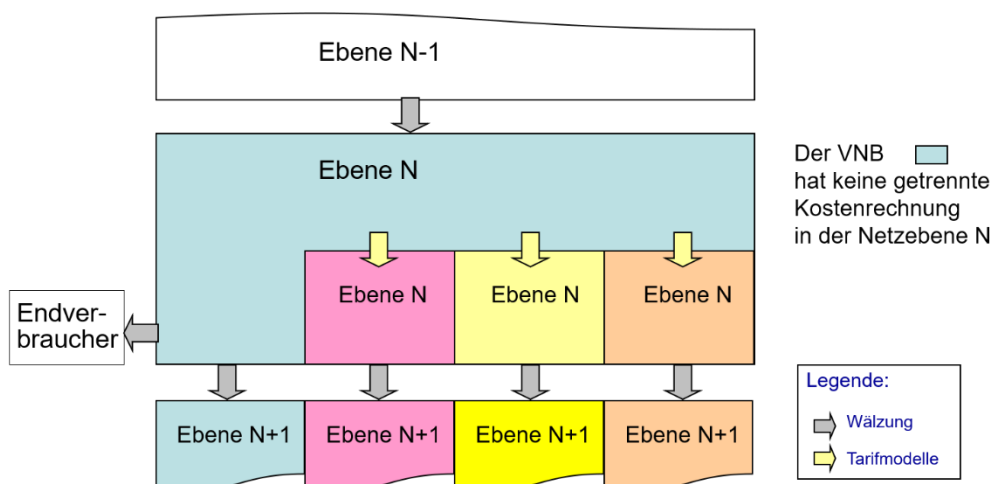


Abbildung 42 Situation D: mehrere VNB in Netzebene N

- (2) Die Situation D ist ein «Pancaking-Fall». Der vorgelagerte VNB darf seine Endverbraucher nicht zu Lasten der Endverbraucher nachgelagerter VNB bevorzugen. Die Aufteilung der Kosten der Netzebene

Na auf die Gruppe der nachgelagerten VNB einerseits und die Netzebene Nb des vorgelagerten VNB andererseits wird mittels sinngemässer Anwendung der Wälzformel vorgenommen (vgl. Abschnitt 4.3).

- (3) Die Verteilung der von den nachgelagerten VNB zu tragenden Kosten auf die einzelnen VNB erfolgt diskriminierungsfrei und distanzunabhängig über ein Tarifmodell. Der vorgelagerte VNB ist in der Tarifgestaltung grundsätzlich frei, solange die gesetzlichen Vorgaben eingehalten und die Tarife kostenbasiert sind. Allenfalls können unterschiedliche Belastungen von Endverbrauchern durch strukturelle Unterschiede der nachgelagerten VNB entstehen.
- (4) Der vorgelagerte VNB muss sein Netz diskriminierungsfrei in die Teilnetze Na und Nb aufteilen. Die Aufteilung beinhaltet die gesamte Kostenrechnung (Kapital- und Betriebskosten). Für eine möglichst korrekte Aufteilung in die Teilnetze sind objektive, von den Betroffenen gemeinsam festgelegte Regeln anzuwenden.

7.1.2.5 Situation E

- (1) In der Netzebene N sind mehrere VNB tätig. Der vorgelagerte VNB betreibt einen Transportdienst und bedient keine Endverbraucher in derselben Netzebene. Er hat seine Dienste sowohl auf der technischen Ebene wie auch in der Kostenrechnung in einen übergeordneten Transportdienst Na und einen Verteildienst Nb aufgeteilt. Der eigene Verteildienst Nb wird gleichbehandelt wie ein nachgelagerter fremder VNB, d.h., es werden dieselben Tarifmodelle verwendet.

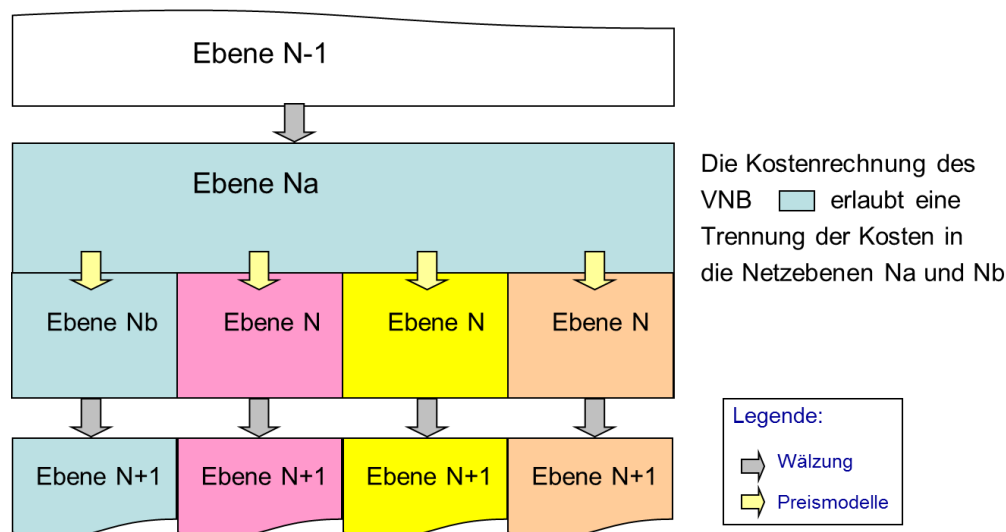


Abbildung 43 Situation E: mehrere VNB in Netzebene N

- (2) Die Situation E entspricht der Situation B und ist kein «Pancaking-Problem». Alle Kosten der Netzebene Na werden dem eigenen Netz Nb und den nachgelagerten VNB über Tarifmodelle weitergegeben. Allenfalls können unterschiedliche Belastungen von Endverbrauchern durch strukturelle Unterschiede der nachgelagerten VNB entstehen.
- (3) Der vorgelagerte VNB muss sein Netz diskriminierungsfrei in die Teilnetze Na und Nb aufteilen. Die Aufteilung beinhaltet die gesamte Kostenrechnung (Kapital- und Betriebskosten). Für eine möglichst korrekte Aufteilung in die Teilnetze sind objektive, von den Betroffenen gemeinsam festgelegte Regeln anzuwenden.

7.1.3 Lösungsansätze

7.1.3.1 Prozessempfehlung zur Lösungsfindung

- (1) Der vorgelagerte VNB ergreift die Initiative, analysiert die Ausgangssituation und unterbreitet den beteiligten VNB einen Lösungsvorschlag. Die anzuwendende Lösungsvariante und das weitere Vorgehen werden gemeinsam festgelegt.

7.1.3.2 Situation A

- (1) Die Situation ist im NNMV – CH beschrieben. Es ist keine weitere Massnahme notwendig.

7.1.3.3 Situation B

- (1) Die Situation entspricht wegen der klaren Aufteilung der Dienste des vorgelagerten und der nachgelagerten VNB der Situation A. Es sind keine weiteren Massnahmen notwendig.

7.1.3.4 Situation C

- (1) Folgende Varianten sind möglich:
 - Verträge mit Ausgleichszahlungen,
 - Tarifverbund oder Kostenverbund, Strukturbereinigungen und dadurch Überführung in eine Situation ohne «Pancaking».
- (2) Eine Lösung ist nur möglich, wenn die Mehrheit der beteiligten VNB einer entsprechenden Vereinbarung zustimmt bzw. entsprechende Verträge unterzeichnet.

7.1.3.5 Situation D

- (1) Der vorgelagerte VNB teilt nach objektiven und von den Betroffenen gemeinsam festgelegten Regeln sein Netz in die Netzebenen Na und Nb auf und stellt in der Kostenrechnung die korrekte Kostenzuweisung sicher. Er teilt die Kosten seiner Netzebene Na inklusive der Kosten aller vorgelagerten Netze nach dem Wälzverfahren auf die Gruppe der nachgelagerten VNB und auf seine Netzebene Nb auf.

7.1.3.6 Situation E

- (1) Der vorgelagerte VNB erstellt transparente, nachvollziehbare und von den Betroffenen gemeinsam festgelegte Regeln für die Aufteilung seines Netzes in die Netzebenen Na und Nb und stellt in der Kostenrechnung die korrekte Kostenzuweisung sicher. Er behandelt sein eigenes nachgelagertes Netz Nb gleich wie die nachgelagerten Netze anderer VNB. Damit entspricht die Situation E der Situation B.



7.1.4 Unterschiedliche Endverbrauchertarife als Folge unterschiedlicher Netzstrukturen

- (1) Auch bei korrekter Anwendung der Kostenwälzung und Netztarifberechnung durch den vorgelagerten VNB können aufgrund unterschiedlicher Strukturen der nachgelagerten VNB grosse Tarifunterschiede in benachbarten Netzen entstehen. Unter Berücksichtigung der distanzunabhängigen und diskriminierungsfreien Tarifgestaltung durch den vorgelagerten VNB stehen folgende Möglichkeiten offen:
 - Tarifunterschiede werden im Hinblick auf die freie Tarifgestaltung der VNB akzeptiert.
 - Die nachgelagerten VNB vereinbaren gegenseitige Ausgleichszahlungen.
 - Die nachgelagerten VNB vereinbaren gemeinsam einen Kostenverbund.
 - Die nachgelagerten VNB vereinbaren zusammen mit dem vorgelagerten VNB ein Tarifmodell, z.B. mit einer Segmentierung der nachgelagerten VNB.
 - Angleichung der Netze durch Strukturbereinigungen.

7.2 Mehrere vermascht betriebene Netze unterschiedlicher VNB

- (1) Wenn Netze unterschiedlicher Eigentümer auf der gleichen Netzebene vermascht betrieben werden, besteht die Gefahr von Doppelbelastung der Endverbraucher («Pancaking»). Der Begriff Doppelbelastung wird hier als Synonym für Mehrfachbelastung verstanden, wenn mehr als zwei VNB beteiligt sind.
- (2) Die betroffenen VNB haben gemeinsam durch geeignete Massnahmen sicherzustellen, dass keine Doppelbelastung von Endverbrauchern resultiert, die sich allein durch die unterschiedliche Netzeigentümerschaft ergibt und nicht durch höhere effektive Kosten begründet ist. Die betrachteten Dienste sind der Transportdienst und der Verteildienst für Endverbraucher in der Netzebene N. Grundsätzlich sind diese Dienste als Einheit zu betrachten, auch wenn die Dienste der Netzebene N von unterschiedlichen VNB erbracht werden.
- (3) Die Verteilung der Kosten zwischen den Gruppen der Endverbraucher und der Weitergabe an die Netzebene N+1 wird mittels Wälzung bewerkstelligt. Sind mehrere VNB an der Netzebene N+1 beteiligt, erfolgt die Kostenverteilung an die einzelnen VNB diskriminierungsfrei und distanzunabhängig über ein Tarifmodell, allenfalls mit Segmentierung. Die Gruppe der VNB, die den Dienst der Netzebene N erbringt, ist dabei grundsätzlich in der Tarifgestaltung frei, solange die gesetzlichen Vorgaben eingehalten und die Tarife kostenbasiert sind.



7.2.1 Grundkonfigurationen und Lösungsansätze

7.2.1.1 Situation F

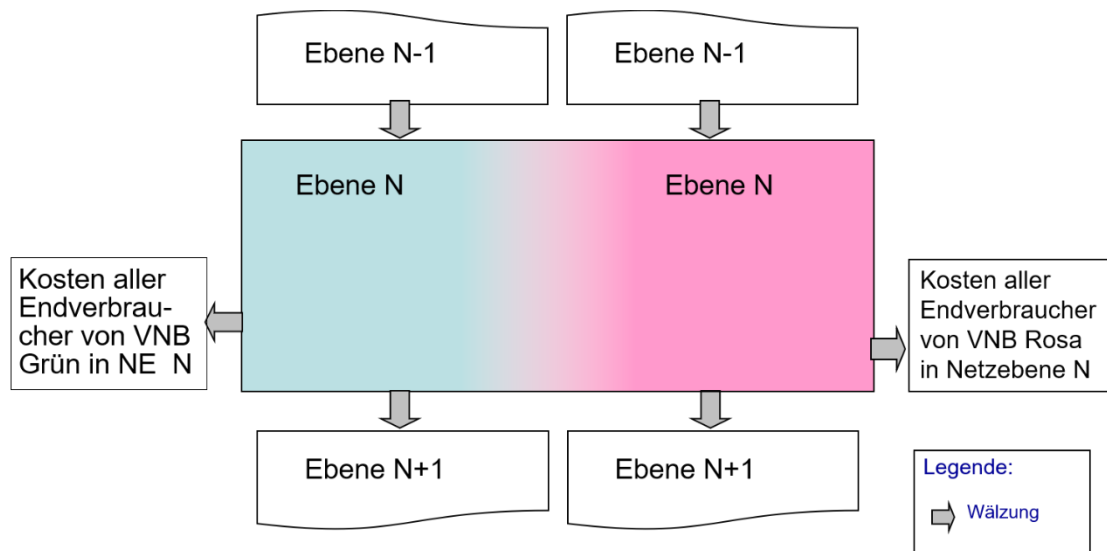


Abbildung 44 Situation F: Mehrere VNB pro Netzebene (Vermaschung)

- (1) Die folgenden Möglichkeiten stehen den betroffenen VNB offen:
 - Verträge mit Ausgleichszahlungen,
 - Tarifverbund oder Kostenverbund,
 - Kostenaufteilungen auf der Basis von Lastflussberechnungen und übertragener Energie,
 - Strukturbereinigungen und dadurch Überführung in eine Situation ohne «Pancaking».
- (2) Eine Lösung ist nur möglich, wenn die Mehrheit der beteiligten VNB einer entsprechenden Vereinbarung zustimmt bzw. entsprechende Verträge unterzeichnet.

7.2.1.2 Situation G

- (1) In Situation G werden zwei parallele Netze einer Netzebene im Normalbetrieb nicht verbunden. Die bestehenden Verbindungsleitungen zwischen den VNB werden als reine Reserve- oder Notverbindungen verwendet.

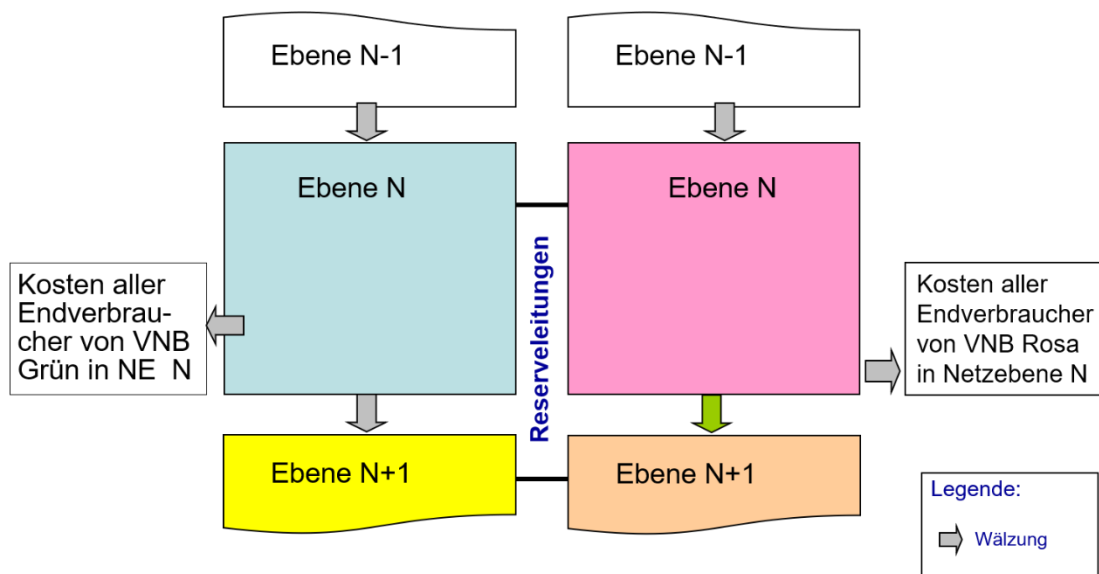


Abbildung 45 Situation G: Mehrere VNB pro Netzebene (Reserveleitung)

- (2) Die betrachteten Dienste sind der Transportdienst und die Verteilung auf Endverbraucher in der Netzebene N. Diese Dienste erfolgen grundsätzlich so, als würden keine Notverbindungen bestehen. Aus dieser Sicht gibt es kein «Pancaking-Problem».
- (3) Folgende Lösungen sind im Rahmen der in Abschnitt 4.2.4 beschriebenen Grundsätze möglich:
 - Gemeinsame Kostentragung für die Reserveleitungen
 - Vertragliche Vereinbarung der Kostentragung bei Betrieb der Reserveleitungen

7.2.2 Strukturbereinigungen

- (1) Strukturbereinigungen können zur Lösung von Problemen mit unterschiedlichen Netzstrukturen beitragen. Dabei werden Teile des Netzes an vor- oder nachgelagerte VNB unter Abgeltung der Netzteile übertragen.

Anhang 8: Leistungsdefinition für die Kostenwälzung

- (1) Für die Ermittlung der monatlichen Höchstleistung ist die Nettoleistung massgebend. Hinsichtlich der Nettoleistung existieren drei bekannte Varianten, welche sich bezüglich der Berücksichtigung von Rückspeisungen unterscheiden.
- (2) Bei den bekannten Varianten geht es im Detail darum, ob und gegebenenfalls, wie eine Rückspeisung von einer Kundengruppe in das Netz mit dem viertelstündlichen zeitgleichen Bezug dieser Kundengruppe saldiert wird oder nicht. In Abhängigkeit der angewendeten Methodik zur Ermittlung der Nettoleistung erhält man unterschiedliche Ergebnisse, wie in Abbildung 46 ersichtlich ist.

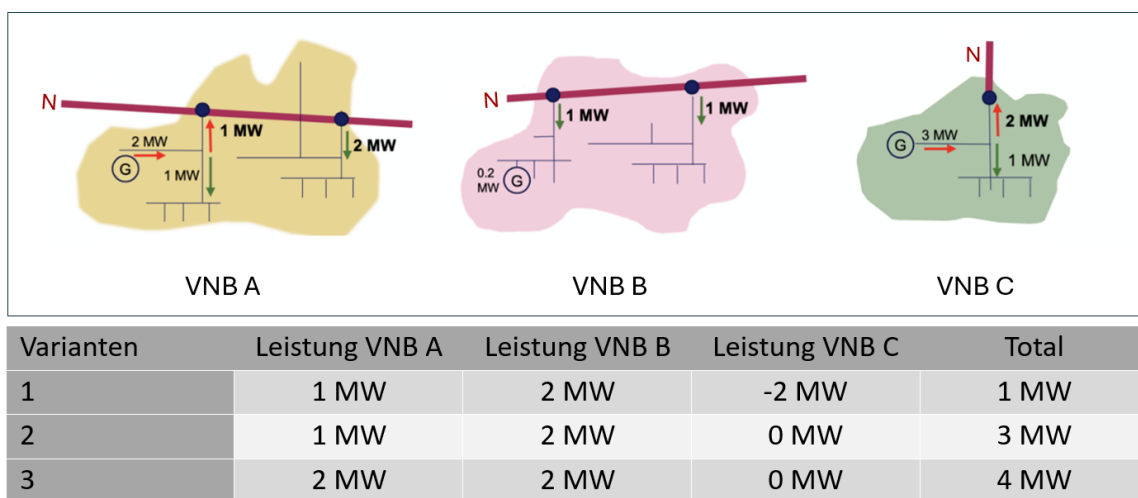


Abbildung 46 Mögliche Varianten der Berechnung der Nettoleistung

- (3) Das Total zeigt jeweils den für die Kostenwälzung zu berücksichtigenden Leistungswert gem. Höchstlastverfahren. Nachfolgend sind die Definitionen der drei Varianten aufgeführt:
 - Wird Variante 1 angewendet, werden die Lastflüsse von der höheren zur tieferen Netz- oder Teilnetzebene mit den Lastflüssen in umgekehrter Richtung in einem topologisch (Strang, Trafokreis usw.) oder geographisch (Gemeinde, VNB usw.) beschränkten Gebiet bilanziert und pro Kundengruppe bilanziert. Negative Salden bei einzelnen Übergabestellen werden dabei berücksichtigt.
 - Wird Variante 2 angewendet, werden die Lastflüsse von der höheren zur tieferen Netz- oder Teilnetzebene mit den Lastflüssen in umgekehrter Richtung in einem topologisch (Strang, Trafokreis usw.) oder geographisch (Gemeinde, VNB usw.) beschränkten Gebiet und pro Kundengruppe bilanziert. Negative Werte als Ergebnis von Bezug abzüglich Rückspeisung bei einzelnen Übergabestellen sind aber nicht vorgesehen, die monatliche Höchstleistung kann entsprechend minimal 0 sein.
 - Wird Variante 3 angewendet, werden nur die Lastflüsse von der höheren zur tieferen Netz- oder Teilnetzebene berücksichtigt. Eine allfällige Rückspeisung wird auch bei einzelnen Übergabepunkten nicht berücksichtigt und somit nicht saldiert.
- (4) Welche Methodik bei der Ermittlung der Nettoleistung für die Kostenwälzung angewendet werden sollte, hängt von mehreren Faktoren ab und muss im Einzelfall eruiert werden. Eine allfällig vom VNB

implementierte Grundkonfiguration nach Anhang 7 zur Aufteilung eines Netzes in die Teilnetze Transportdienst (Na) Verteildienst (Nb) muss berücksichtigt werden. Weitere Differenzierungsmerkmale wie Netztopologie oder der Umfang der dezentralen Produktion auf einer Netz- oder Teilnetzebene können bei der Entscheidung herangezogen werden. Im Folgenden werden einige dieser Differenzierungsmerkmale besprochen (nicht abschliessend).

8.1 Differenzierungsmerkmal: Netztopologie – Übergabestellen

- (1) Eine Saldierung einer allfälligen Rückspeisung nach Variante 2 an einer oder mehreren Übergabestellen mit gleichzeitigem Bezug an einer oder mehreren Übergabestellen einer Kundengruppe führt dann zur Verursachergerechtigkeit, wenn sich durch die Rückspeisung eine Entlastung auf der vorgelagerten Netz- oder Teilnetzebene ergibt. Dies kann dann der Fall sein, wenn sich die Übergabestellen mit Rückspeisung und diejenigen mit Ausspeisung aus dem Netz im selben Netzstrang befinden.
- (2) Befinden sich Übergabestellen mit Rück- und Ausspeisung in unterschiedlichen Netzsträngen oder Unterwerkbereichen, so bietet es sich an, zur Abbildung der Verursachergerechtigkeit keine Saldierung der Übergabestellen vorzunehmen, also Variante 3 anzuwenden.

8.2 Differenzierungsmerkmal: Umfang dezentraler Produktion

- (1) Im Zusammenhang mit hoher dezentraler Produktion müssen sowohl Umfang als auch der Effekt der Rückspeisung einer Kundengruppe in Betracht gezogen werden.
- (2) Im Falle von hoher Rückspeisung aus dezentraler Produktion auf einer Netz- oder Teilnetzebene werden durch eine Saldierung nach Variante 1 und Variante 2 entsprechend geringere Kosten gewälzt. Wenn also die Rückspeisung einzelner Übergabestellen unverhältnismässig ist oder sich im Extremfall gesamthaft eine Rückspeisung einer Kundengruppe ergibt, kann es bei Varianten 1 und 2 zu Kostenverzerrungen kommen. Dies ist dann der Fall, wenn die Rückspeisung zu hohem Netzausbaubedarf und dadurch zu höheren Kosten für das Verteilnetz führt. Damit die Kosten verursachergerecht gewälzt werden können, soll auf eine Saldierung verzichtet werden.
- (3) Führt die Rückspeisung hingegen zu einer Kosteneinsparung gegenüber dem vorgelagerten VNB (betrifft v.a. Netzebene 3), kann eine Saldierung sinnvoll sein. Durch eine Saldierung wird der kostenmindernde Effekt der Rückspeisung an den Verursacher weitergegeben und eine verursachergerechte Wälzung ist damit garantiert.



Anhang 9: Nutzung von Flexibilitäten und intelligente Steuer- und Regelsysteme

9.1 Allgemeines

- (1) Ist der Bezug, die Einspeisung oder die Speicherung von Elektrizität beeinflussbar, spricht man von Flexibilität.
- (2) Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber sind Inhaber ihrer Flexibilität (Flexibilitätsinhaber) und können frei über diese verfügen.
- (3) Zur Nutzung einer Flexibilität wird ein Steuer- und Regelsystem eingesetzt.
- (4) Eine Flexibilität kann netzdienlich, marktdienlich oder systemdienlich genutzt werden.
- (5) Die Nutzung einer Flexibilität erfolgt durch den VNB oder andere Akteure.
- (6) Grundsätzlich muss die Nutzung einer Flexibilität vertraglich geregelt werden.
- (7) Bei der Netzplanung ist das sogenannte NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung-Vor- Verstärkung-Vor-Ausbau) anzuwenden. Zur Optimierung gehört explizit die Nutzung von Flexibilität.
- (8) Als bestehend im Sinne von Art. 19d StromVV gilt eine Flexibilität, wenn sie vor dem 1. Januar 2026 durch den VNB genutzt wurde (ansonsten spricht man von neuer Flexibilität). Bis zum 31. Dezember 2025 gelten die Übergangsbestimmungen in Art. 31f StromVV gemäss denen der VNB am 1. Januar 2018 bestehende intelligente Steuer- und Regelsysteme weiterhin nutzen darf, solange dies der betroffene Endverbraucher nicht ausdrücklich untersagt.
- (9) Es gibt garantierte Nutzungen von Flexibilitäten, die dem VNB exklusiv zur Verfügung stehen.
- (10) Steuer- und Regelsysteme können intelligent (iSRN) oder nicht intelligent sein.
- (11) Beim Bau und Betrieb von Systemen für den Abruf von Flexibilitäten müssen die Anforderungen aus den aktuellen Grundsätzen der Sicherheit im Netzbetrieb und den Anforderungen im Bereich Cyber Security berücksichtigt werden. Es wird u.a. auf das VSE-Handbuch «Grundschutz für Operational Technology in der Stromversorgung (OT_SCTY)» verwiesen.
- (12) Im VSE-Handbuch «Regelung der Einspeisung von EEA (RE/EEA-CH)» sind weitere Details behandelt.
- (13) Jede Nutzung einer Flexibilität hat Auswirkungen, auch auf Dritte, z.B. auf die Netze der Vor- oder Nachlieger oder auf die betroffenen Bilanzgruppen.
- (14) Ob eine Flexibilität mehreren Nachfragern (VNB oder andere Akteure) angeboten werden kann, ist unklar. Es ist weder explizit untersagt noch explizit erlaubt. Eine Priorisierung und unter welchen Umständen welcher Nachfrager die Flexibilität nutzen darf, sind vertraglich zu regeln.



9.2 Nutzungsarten von Flexibilitäten

- (1) Flexibilitäten können zu netz-, markt- oder systemdienlichen Zwecken eingesetzt werden. Während die marktdienliche und systemdienliche Nutzung nach Marktregeln funktioniert, befindet sich die netzdienliche Nutzung im Monopolbereich der VNB und unterliegt Regeln, die der Bundesrat festgelegt hat.

9.2.1 Netzdienliche Nutzung

- (1) Wird eine Flexibilität genutzt, um angespannte lokale Netzsituationen zu entlasten, Netzausbau zu vermeiden, Netzmassnahmen aufzuschieben oder die Netzkosten im eigenen Netzgebiet zu verringern, gilt die Nutzung als netzdienlich.
- (2) Diese Nutzungsart ist ausser für die Verringerung der Netzkosten geographisch bestimmt und muss an einem bestimmten Punkt im Verteilnetz erfolgen können.
- (3) Die netzdienliche Nutzung in seinem Netzgebiet erfolgt durch den VNB und ist vertraglich zu regeln.
- (4) Einen Spezialfall der netzdienlichen Nutzung stellen die garantierten Nutzungen dar, die weiter unten beschrieben sind.
- (5) Wird eine Flexibilität so gesteuert, dass das vom Vorlieger erhobene Netznutzungsentgelt tiefer ausfällt, gilt die Nutzung als netzdienlich. Wird die Flexibilität hingegen z.B. so gesteuert, dass Ausgleichsenergie vermieden werden kann, gilt dieser Einsatz nicht als netzdienlich, auch wenn so eine Steuerung die Netzbelastung beeinflusst.

9.2.2 Marktdienliche Nutzung

- (1) Unter einer marktdienlichen Nutzung wird ein Abruf einer Flexibilität im Rahmen vom Energiemarkt, beispielsweise von einem Lieferanten oder einer Bilanzgruppe, verstanden. Diese können mit solchen Abrufen beispielsweise ihre Prognosen genauer einhalten und somit die Beschaffungskosten oder Ausgleichsenergie optimieren. Da die geographischen Gegebenheiten keine Rolle spielen, kann der Abruf überall in der Regelzone Schweiz erfolgen.
- (2) Die marktdienliche Nutzung ist vertraglich zu regeln. Da es sich nicht um eine Nutzung im Monopolbereich handelt, erlässt die Stromgesetzgebung keine spezifischen Vorgaben zu solchen Verträgen.

9.2.3 Systemdienliche Nutzung

- (1) Unter einer systemdienlichen Nutzung versteht man üblicherweise den Abruf einer Flexibilität durch den Übertragungsnetzbetreiber. Der Übertragungsnetzbetreiber kann grössere Flexibilitäten direkt nutzen oder viele kleinere Flexibilitäten über Pooler gleichzeitig steuern. Auch diese Nutzung ist unabhängig von geographischen Gegebenheiten und kann irgendwo in der Schweiz erbracht werden.
- (2) Die systemdienliche Nutzung ist vertraglich zu regeln. Da es sich nicht um eine Nutzung im Monopolbereich handelt, erlässt die Stromgesetzgebung keine spezifischen Vorgaben zu solchen Verträgen.



9.3 Nutzung durch den VNB

9.3.1 Allgemein

- (1) Der VNB kann Flexibilitäten auf drei Arten nutzen: netzdienliche Nutzung, garantierte Nutzung und Nutzung bestehender Flexibilitäten. Die dabei entstehenden Kosten (inkl. die Vergütung an den Flexibilitätsinhaber bei netzdienlicher Nutzung und bei Nutzung bestehender Flexibilitäten) gelten als anrechenbare Netzkosten.
- (2) Die garantierte Nutzung und die Nutzung bestehender Flexibilität werden in 9.3.3 und 9.3.4 beschrieben.

9.3.2 Vertrag

- (1) Möchte ein VNB eine Flexibilität nutzen, muss diese netzdienlich genutzt werden und per Vertrag geregelt werden.
- (2) Ein Vertrag zwischen VNB und Flexibilitätsinhaber muss mindestens folgende Inhalte aufweisen:
 - a) Einsatzmodalitäten des Steuer- und Regelsystems;
 - b) Umfang der geplanten Nutzung;
 - c) Art und Weise sowie Häufigkeit, mit der der VNB über die Nutzung informiert;
 - d) Vergütung;
 - e) Vertragslaufzeit;
 - f) Kündigungsmodalitäten (Frist und Form).
- (3) Die für einen Vertragsabschluss relevanten Informationen – insbesondere die Vergütung – muss der VNB jährlich veröffentlichen.
- (4) Die Höhe der Vergütung muss sachlich begründet und diskriminierungsfrei sein.
- (5) Der Wert der Flexibilität kann stark vom Standort im Netz abhängig sein. Eine lokale Differenzierung der Vergütung muss sachlich begründet und diskriminierungsfrei angewendet werden.
- (6) Der Wert der Flexibilität kann von der Verfügbarkeit abhängen. So kann eine Wärmepumpe, die hauptsächlich im Winterhalbjahr Elektrizität verbraucht, eine andere Vergütung erhalten als eine Ladestation eines Elektromobils.

9.3.3 Garantierte Nutzung

- (1) Die garantierte Nutzung stellt einen Spezialfall der Nutzung einer Flexibilität durch den VNB dar. Sie wird nicht vergütet, darf durch den Flexibilitätsinhaber nicht untersagt werden und steht dem VNB auch gegenüber Nutzungsrechten Dritter mit Vorrang zur Verfügung.
- (2) Zu den garantierten Nutzungen gehören:
 - a) Die Abregelung von 3% der jährlich erzeugten Energie am Anschlusspunkt;
 - b) Die Nutzung der Flexibilität bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs.



- (3) Die Flexibilitätsinhaber sind über die Gründe und der Umfang der garantierten Nutzung ihrer Flexibilität zu informieren. Dies umfasst auch die Information über die verwendete Energiemenge (Herleitung siehe VSE-Handbuch «Regelung der Einspeisung von EEA (RE/EEA-CH)»). Dies hat auf Anfrage und mindestens jährlich zu erfolgen. Die ElCom muss jährlich über die garantierten Nutzungen informiert werden.
- (4) Für die Abregelung von 3% der jährlich erzeugten Energie gemäss Buchstabe a) muss keine spezielle Netzsituation vorliegen.
- (5) Die Abregelung gemäss Buchstabe a) gilt explizit nur für erzeugte Energie. Die Rückspeisung aus Speichern darf im Rahmen der garantierten Nutzung somit nicht abgeregelt werden.
- (6) Möchte ein VNB mehr abregeln als die garantierten 3% gemäss Buchstabe a), kann er dies unter bestimmten Voraussetzungen tun. Was über die 3% hinausgeht, muss mit dem Flexibilitätsinhaber vertraglich geregelt und vergütet werden.
- (7) Wie sichergestellt werden kann, dass die 3% gemäss Buchstabe a) eingehalten werden, wird im VSE-Handbuch «Regelung der Einspeisung von EEA (RE/EEA-CH)» hergeleitet.

9.3.4 Bestehende Flexibilitäten

- (1) Hat der VNB vor dem 1. Januar 2026 eine Flexibilität mittels iSRN genutzt, gilt diese Flexibilität als bestehend.
- (2) Der VNB muss die Inhaber bestehender Flexibilitäten mind. jährlich schriftlich informieren über:
 - a) Einsatz des iSRN;
 - b) Umfang der geplanten Nutzung;
 - c) Mittel und Häufigkeit der Information über die getätigte Nutzung;
 - d) Vergütung;
 - e) Folgen, falls der Flexibilitätsinhaber die weitere Nutzung untersagt;
 - f) Hinweis, dass eine ausbleibende Reaktion stillschweigend die Weiternutzung der bestehenden Flexibilität erlaubt.
- (3) Die schriftliche Information an Inhaber bestehender Flexibilitäten muss erstmals zwischen dem 1. und 31. Januar 2026 erfolgen.
- (4) Der Flexibilitätsinhaber kann die Nutzung bestehender Flexibilitäten untersagen:
 - a) Per Ende Kalenderjahr mit einer Frist von drei Monaten;
 - b) Nach Erhalt von schriftlicher Information durch den VNB innerhalb von 30 Tagen;
 - c) Nach Untersagung der Nutzung einer bestehenden Flexibilität besteht kein Anspruch auf Ausbau des iSRN.

9.4 Steuer- und Regelsysteme

- (1) Steuer- und Regelsysteme werden unterschieden in intelligente und andere Steuer- und Regelsysteme. Mit einem intelligenten Steuer- und Regelsystem kann ferngesteuert Einfluss genommen werden. Zu den «anderen» Steuer- und Regelsystemen gehören z.B. Wechselrichter, bei



denen eine Leistungsbegrenzung implementiert ist und deren Einspeisung dadurch beeinflusst ist, oder lokale Zeitschaltuhren.

- (2) Für den Einsatz eines iSRN ist grundsätzlich die Zustimmung der Betroffenen erforderlich. Wird das iSRN für die garantierte Nutzung von Flexibilitäten verwendet, ist keine Zustimmung notwendig bzw. das iSRN darf gegen den Willen des Betroffenen installiert und eingesetzt werden.
- (3) Gemäss StromVV gelten die Kapital- und Betriebskosten von iSRN, die für netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten eingesetzt werden, als anrechenbare Kosten.
- (4) Werden die iSRN neben garantierter Nutzung von Flexibilitäten durch den VNB auch für weitere Nutzungen von Flexibilitäten eingesetzt, dann hat eine diskriminierungsfreie und verursachergerechte Abgrenzung und Zuordnung der Kosten zu erfolgen. Die Art der Zuordnung ist zu dokumentieren. Eine Aufteilung der Gesamtkosten zwischen Netz und anderem Akteur ergibt sich aus dem buchhalterischen Unbundling nach StromVG (siehe VSE-Branchendokument «Kostenrechnungsschema für VNB der Schweiz» (KRSV)). Sollte ein iSRN neben garantierter Nutzung für netzdienliche Nutzung verwendet werden, dann muss keine Kostenanlastung erfolgen, da auch die Kosten für netzdienliche Nutzung anrechenbare Netzkosten darstellen.

9.4.1 Steuer- und Regelsysteme, welche nicht unter die Definitionen dieses Anhangs fallen

- (1) Intelligente Steuer- und Regelsysteme, deren Investitionen von Netzan Anschlussnehmern oder Flexibilitäts-Poolern getragen und nicht den Netzkosten des VNB angerechnet werden, sind keine iSRN und werden in diesem Dokument nicht behandelt. Beispiele hierfür sind:
 - (Vernetzte) Elektroautos (Hersteller können über ihre Anbindung die Ladung der ans Netz angeschlossenen Autos fernsteuern);
 - Photovoltaik-Monitoring-Systeme (sie können die Solarproduktion ferngesteuert reduzieren);
 - Energie-Management-Systeme (sie können den Eigenverbrauch optimieren, indem sie Lasten zu- oder wegschalten);
 - Batterie-Pooling-Systeme (sie ermöglichen Dienstleistungen für ÜNB oder VNB anzubieten);
 - Vernetzte Haushaltsgeräte (sie könnten von den Herstellern ein- und ausgeschaltet werden);
 - Steuer- und Regelsysteme, die von Energiedienstleistern finanziert und betrieben werden, die für die Energiebeschaffungsoptimierung von Marktkunden, oder für den SDL-Markt gebraucht werden.
- (2) Steuer- und Regelsysteme von Endverbrauchern oder Flexibilitäts-Poolern können vom VNB für netzdienliche Schaltungen kontrahiert werden. Die Kosten für solche Dienstleistungen können den Netzkosten angerechnet werden. Da die Investitionen für solche Systeme von den Endverbrauchern oder Flexibilitäts-Poolern getragen werden, sind sie keine iSRN. Der Unterschied besteht darin, dass das finanzielle Risiko der Investition vom Markt und nicht von der Allgemeinheit (Netzkosten) getragen wird. Hingegen muss ein Marktsystem als iSRN angesehen werden, wenn der VNB nicht nur Dienstleistungen bezieht, sondern über Fixbeiträge, Leasingmodelle, oder ähnliche Finanzierungslösungen Systemkosten übernimmt und den Netzkosten anrechnet.

9.4.2 Umgang mit Daten

- (1) Für den Umgang mit Daten gelten für die iSRN gemäss StromVV die gleichen Regeln wie für intelligenten Messsysteme. Im Speziellen ist zu beachten, dass Daten, die aus dem Netzbereich gewonnen werden, gemäss StromVG nicht für andere Tätigkeitsbereiche verwendet werden dürfen.



Anhang 10: Standardpublikation von nicht-dynamischen Tarifen

- (1) Die Netzbetreiber müssen gemäss Art. 7b StromVV die Netznutzungstarife, die Elektrizitätstarife sowie die gesamten Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen bis zum 31. August über eine einzige, frei zugängliche Adresse im Internet maschinenlesbar veröffentlichen.
- (2) Die Tarife werden pro VNB in einem einzigen Dokument im JSON Format beschrieben. Dieses wird unter www.strom.ch/api-tariff-definition als maschinenlesbare OpenAPI 3.0.3 Definition publiziert.
- (3) Tabelle 4 definiert Standard-Tarif-Typen, die bei der Publikation verwendet werden sollen. Um eine einheitliche Handhabung in allen Sprachregionen der Schweiz zu gewährleisten, orientiert sich der Standard an den englischsprachigen Ausdrücken.

tariff_types	Beschrieb	Einheit
electricity	Stromlieferung	CHF/kWh; CHF/t ¹
grid	Netznutzung (Verteilnetze und Übertragungsnetze), inkl. allg. und individuelle Systemdienstleistungen, Netzzuschlag nach Art. 35 EnG + Stromreserve + + solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t ¹ . CHF/kVarh
metering	Messtarif	CHF/m
refund	Rückerstattung der Netznutzung für Speicher mit Endverbrauch	CHF/kWh
regional_fees	Kommunale und/oder Kantonale Abgaben	CHF/kWh; CHF/t ¹

Tabelle 4 Standard für publizierte Tarifkomponente

¹ Tarife, die nicht mit den beschriebenen Einheiten beschrieben werden können, können gemäss dem definierten Standard nicht abgebildet werden. (Z.B. Einige Gemeinden kennen Obergrenzen, welche hier noch nicht abgebildet werden können.)

In der Tabelle steht "m" für Monat und "t" für verschiedene mögliche Zeitintervalle (y=year/Jahr m=month/Monat, w=week/Woche, d=day/Tag, 12h=12 hours/Stunden, 6h=6 hours/Stunden, 4h=4 hours/Stunden, 2h=2 hours/Stunden, h= 1 hour/Stunde, 30min= 30 minutes/Minuten and 15min= 15 minutes/Minuten).

- (1) Tabelle 5 definiert die Begriffe, die bei der Publikation verwendet werden sollen.

Begriff	Beschrieb	Einheit / Textauswahl
dso_name	Name des Verteilnetzbetreibers	Freier Text
dso_number	VSE-Identifikator des Verteilnetzbetreibers	11stelliger Zahlencode
customer_voltagelevel	Netzebene des Endverbrauchers	Zahl (2/3/4/5/6/7)
customer_type	Kundengruppe für die der Tarif angewendet wird	Freier Text
tarif_type	Tariftyp nach Tabelle xx	Siehe Tabelle xx
tarif_form	Tarifart (Einheitstarif, Doppeltarif etc.)	constant, multilevel, dynamic
tarif_name	Bezeichnung des Tarifs	Freier Text
start_date	Beginn der Gültigkeit	dd.mm.yyyy
end_date	Ende der Gültigkeit	dd.mm.yyyy
prices	Abschnitt für Tarifelemente	
base	Fixer Grundpreis	CHF/t



energy	Arbeitspreis als Einheitspreis oder mit Zeitangabe zur Gültigkeit (Zeit Preis) ² oder url zum Tarif (bei dynamischen Tarifen)	CHF/kWh dd:hh:mm CHF/kWh; ... https://...
power	Leistungspreis ²	CHF/kW/t
canton_taxes	Kantonale Abgaben	
canton_name	Abkürzung des Kantons (zwei Buchstaben)	GR, TI, VD, BE etc.
municipality_taxes	Abgaben der Gemeinde	
municipality_name	Gemeindenummer und Name	BFS-Code: Text

Tabelle 5 Begriffe in der Tarifpublikation

² Gegebenenfalls mehrere Zeilen nach Wochentagen getrennt. Montag = mo, Dienstag = tu, Mittwoch = we, Donnerstag = th, Freitag = fr, Samstag = sa, Sonntag = su, ed = alle Tage

(2) Das Beispiel in diesem Anhang ist nur illustrativ, verbindliche ist die maschinenlesbar publizierte Version.

(3) Beispiel JSON-Format:

```
{
  "tariffs": [
    {
      "comment": "Beispiel Einheitstarif Netznutzung",
      "dsoName": "Groupe E",
      "dsoNumber": 10063012345,
      "customerVoltageLevel": 7,
      "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une consommation jusqu'a 100 MWh/an",
      "tariffType": "grid",
      "tariffForm": "constant",
      "tariffName": "Einheitstarif / tarif simple",
      "startDate": "01.01.2025",
      "endDate": "31.12.2025",
      "prices": {
        "base": 5.52,
        "grid": [
          {
            "prices": [
              {
                "day": "**",
                "from": "00:00",
                "to": "00:00",
                "price": 0.0802
              }
            ]
          }
        ]
      },
      "power": 0
    }
  ],
}
```




```

{
  "comment": "Beispiel Einheitstarif Stromlieferung",
  "dsoName": "Groupe E",
  "dsoNumber": 10063012345,
  "customerVoltageLevel": 7,
  "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une
consommation jusqu'a 100 MWh/an",
  "tariffType": "electricity",
  "tariffForm": "constant",
  "tariffName": "Einheitstarif / tarif simple",
  "startDate": "01.01.2025",
  "endDate": "31.12.2025",
  "prices": {
    "base": 0,
    "energy": [
      {
        "prices": [
          {
            "day": "*",
            "from": "00:00",
            "to": "00:00",
            "price": 0.17
          }
        ]
      }
    ]
  }
},
{
  "comment": "Beispiel Messtarif",
  "dsoName": "Groupe E",
  "dsoNumber": 10063012345,
  "customerVoltageLevel": 7,
  "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une
consommation jusqu'a 100 MWh/an",
  "tariffType": "metering",
  "tariffForm": "constant",
  "tariffName": "Standard Messtarif / tarif de mesure standard",
  "startDate": "01.01.2025",
  "endDate": "31.12.2025",
  "prices": {
    "base": 6.20
  }
},

```



```

{
  "comment": "Beispiel Rückvergütung Netznutzung",
  "dsoName": "Groupe E",
  "dsoNumber": 10063012345,
  "customerVoltageLevel": 7,
  "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une
consommation jusqu'a 100 MWh/an",
  "tariffType": "refund",
  "tariffForm": "constant",
  "tariffName": "Einheitstarif / tarif simple",
  "startDate": "01.01.2025",
  "endDate": "31.12.2025",
  "prices": {
    "base": 0,
    "energy": [
      {
        "prices": [
          {
            "day": "*",
            "from": "00:00",
            "to": "00:00",
            "price": -0.097
          }
        ]
      }
    ]
  }
},
{
  "comment": "Beispiel Doppeltarif Netznutzung",
  "dsoName": "Groupe E",
  "dsoNumber": 10063012345,
  "customerVoltageLevel": 7,
  "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une
consommation jusqu'a 100 MWh/an",
  "tariffType": "grid",
  "tariffForm": "multilevel",
  "tariffName": "Doppeltarif Netznutzung / tarif double utilisation du réseau",
  "startDate": "01.01.2025",
  "endDate": "31.12.2025",
  "prices": {
    "base": 5.52,
    "energy": [
      {
        "prices": [{
          "day": "*",
          "from": "00:00",
          "to": "07:00",

```



```

        "price": 0.053
      },
      {
        "day": "*",
        "from": "07:00",
        "to": "21:00",
        "price": 0.082
      },
      {
        "day": "*",
        "from": "21:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0.053
      }
    ]
  },
  "power": 0
},
{
  "comment": "Beispiel dynamischer Tarif Netznutzung",
  "dsoName": "Groupe E",
  "dsoNumber": 10063012345,
  "customerVoltageLevel": 7,
  "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une consommation jusqu'a 100 MWh/an",
  "tariffType": "grid",
  "tariffForm": "dynamic",
  "tariffName": "Vario",
  "startDate": "01.01.2025",
  "endDate": "31.03.2025",
  "prices": {
    "base": 4.51,
    "dynamic": {
      "url": "https://api.tariffs.groupe-e.ch/v1/tariffs"
    }
  }
},
{
  "comment": "Beispiel Gemeinde- und Kantonsabgaben",
  "dsoName": "BKW",
  "dsoNumber": 102220 12345,
  "customerVoltageLevel": 7,
  "customerType": "Alle Kunden",
  "tariffType": " regional_fees ",
  "tariffForm": "constant",
  "tariffName": "Gemeinde- und Kantonalabgaben / taxes communales et cantonales",
  "startDate": "01.01.2025",

```



```

"endDate": "31.12.2025",
"prices": {
  "base": 0,
  "municipalityTaxes": [
    {
      "municipalityNumber": 352,
      "municipalityName": "Bolligen",
      "prices": [{
        "day": "**",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0.015
      }]
      "comment": "Maximalbetrag CHF 500 pro Jahr"
    },
    {
      "municipalityNumber": 311,
      "municipalityName": "Schüpfen",
      "prices": [{
        "day": "**",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0.015
      }]
      "comment": "Gilt nicht für Vereine und Gemeinnützige Organisationen"
    },
    {
      "municipalityNumber": 329,
      "municipalityName": "Langenthal",
      "prices": [{
        "day": "**",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0.0088
      }]
    }
  ],
  "cantonalTaxes": [
    {
      "cantonName": "FR",
      "prices": [{
        "day": "**",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0
      }]
    },
    {

```



```

    "cantonName": "NE",
    "prices": [{
      "day": "*",
      "from": "00:00",
      "to": "00:00",
      "price": 0
    }]
  },
  {
    "cantonName": "VD",
    "prices": [{
      "day": "*",
      "from": "00:00",
      "to": "00:00",
      "price": 0.0062
    }]
  },
  {
    "cantonName": "BE",
    "prices": [{
      "day": "*",
      "from": "00:00",
      "to": "00:00",
      "price": 0
    }]
  }
]
}

```

- (4) Tarife, die sich im Verlauf des Jahres verändern, können mit der Gültigkeitsdauer abgebildet werden. Ein Tarif, der in im Sommer April bis September anders ist als im Winter kann für ein gegebenes Jahr mit den drei Perioden 01.01-31.03; 01.04-30.09; 01.10-31.12 abgebildet werden.



Anhang 11: Komponenten der Tarifierung im Verteilnetz

- (1) Die untenstehende Tabelle 6 stellt dar, welche Komponente in welchem Fall fällig, befreit, reduziert, durchschnittlich rückerstattet oder rückerstattet wird.

	Wirkenergie	Leistungs- komponente	Grund- komponente	allg. SDL	Strom- reserve	Weitere Abgaben und Tarife ²⁵	Blind- energie	Mess- entgelt ²⁶
EV	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig
Speicher ohne EV, Eigenbedarf einer EEA, Antrieb von Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken	befreit	befreit	befreit	befreit	befreit	befreit	fällig	fällig
Speicher mit EV beim Bezug	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig
Speicher mit EV Rücklieferung²⁷ (Antrag auf Rückerstattung)	durchschnittl. rückerstattet	nicht rückerstattet	nicht rückerstattet	rückerstattet	rückerstattet	rückerstattet	nicht rückerstattet	nicht rückerstattet
LEG (Verbraucher)	fällig, bei LEG-internem Energieaustausch reduziert	fällig; bei LEG-internem Energieaustausch reduziert	fällig, bei LEG-internem Energieaustausch reduziert	fällig, nicht reduziert	fällig, nicht reduziert	fällig, nicht reduziert	fällig, nicht reduziert	fällig, nicht reduziert
LEG-Speicher bei Rücklieferung²⁷ (Antrag auf Rückerstattung)	durchschnittl. rückerstattet	nicht rückerstattet	nicht rückerstattet	rückerstattet	rückerstattet	rückerstattet	nicht rückerstattet	nicht rückerstattet
Reiner Produzent	befreit	befreit	befreit	befreit	befreit	befreit	fällig	fällig
Power2X bei Bezug	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig	fällig
Power2X bei Rückverstromung²⁷ (Antrag)	durchschnittl. rückerstattet	nicht rückerstattet	nicht rückerstattet	rückerstattet	rückerstattet	rückerstattet	nicht rückerstattet	nicht rückerstattet
Power2X Pilot- & Demo-Anlagen Rückerstattung für vollständige Bezugsmenge²⁷ (Antrag, Bewilligung, Strom aus erneuerbaren Energien)	durchschnittl. rückerstattet	nicht rückerstattet	nicht rückerstattet	rückerstattet	rückerstattet	rückerstattet	nicht rückerstattet	nicht rückerstattet

Tabelle 6 Übersicht Komponenten in der Tarifierung im Verteilnetz

²⁵ Die weiteren Zuschläge umfassen Netzzuschlag nach Art. 35 EnG sowie der Tarifzuschlag für solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz.

²⁶ Inkl. Kosten für die Nutzung der Datenplattform nach Art. 17i Abs. 3 StromVG.

²⁷ Rückerstattet wird nach Art. 18d Abs. 4 StromVV höchstens der Betrag, der in Rechnung gestellt wurde.