

MERKUR Access
Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz

Netzbewertung von Verteilnetzen der Schweiz

NBVN-CH Ausgabe 2007

**Grundlagen zur einheitlichen
Bewertung von Verteilnetzen**

Impressum und Kontakt

Herausgeber

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

Autoren

Patrick Braun BKW FMB Energie AG Leiter der Arbeitsgruppe

Mitglieder der Arbeitsgruppe

Davide Perucchi	AET	Michael Roth	EWZ
Conrad Munz	AEW	Roland Brugger	Groupe E
Rudolf Meier	ATEL	Marcel Hitz	Groupe E
Martin Jaisli	BKW	Fritz Bigler	IBI
Evelyne van Hest	BKW	Werner Graber	NOK
Peter Imfeld	CKW	Bruno Wiederkehr	NOK
Nils Henn	EBL	Martin Bettler	RE
Serge Läderach	EGL	David Reymodin	RE
Daniel Bucher	EKZ	Vitus Müller	SAK
Gilbert Friedli	EOS	Konrad Sutterlüti	SAK
François Renaud	EOS	Vincent Métrailler	SEIC
Diego Brait	ESB	Florent Pichon	SEL
Viktor Obrist	EWB	Jean-François Jordan	SIG
Claude Schweyer	EWD	Luca Baroni	Swissgrid
Thomas Widmer	EWL	Rudolf Meier	Wettingen
Heinz Reber	EWN	Peter Bachmann	Youtility
Bruno Bühlmann	EWS	Markus Bill	Youtility
Martin Bamert	EWZ		

Projektleitung VSE

Peter Betz, Projektleiter MERKUR Access II
Janning Kohl, Leiter Betriebswirtschaft

Chronologie Empfehlung Netzbewertung

August 2006	Beginn der Arbeiten durch die Arbeitsgruppe
Dezember 2006	Beginn der Modularbeitsgruppen
Juli 2007	Fertigstellung der Empfehlung
17.8.2007	Genehmigung durch den VSE-Vorstand

Dieses Dokument wird im Rahmen des Projektes MERKUR Access II publiziert

Druckschrift Nr. 1012-d

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

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

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	6
1. Zielsetzung	7
1.1 Auftrag der Arbeitsgruppe Netzbewertung	7
1.2 Grenzen dieser Empfehlung.....	7
1.3 Zusammenfassung	7
2. Grundlagen	8
2.1 Rechtliche Grundlagen	8
2.2 Relevante Branchendokumente	8
2.3 Weitere relevante Dokumente.....	8
3. Modell zur Bewertung von Verteilnetzen	9
3.1 Methodik für die Bewertung von Verteilnetzen.....	9
3.2 Vom Wiederbeschaffungspreis zum synthetischen Anschaffungswert	10
3.3 Bestimmung der Altersstruktur	11
3.3.1 Vererbung der Baujahre von anderen Komponenten.....	12
3.3.2 Übertragung der Erstellungsjahre von gleichen Komponenten.....	12
3.3.3 Anwendungszeitraum von Produkten.....	12
3.3.4 Spezialfall Holzmasten Regelleitung	12
3.4 Aufbau der Anlagenbuchhaltung und Bestimmung der Nutzungsdauern.....	13
3.5 Datenpflege Aktualisierung.....	13
3.6 Abstimmung zwischen Kalkulation und FIBU/BEBU.....	14
3.6.1 Umgang mit unterschiedlichen Wertansätzen.....	15
3.6.2 Übergangslösung und Fortschreibung	15
3.6.3 Fazit.....	16
3.7 Abgrenzung zwischen aktivierbaren und nicht aktivierbaren Aufwendungen.....	16
4. Einheitskosten	17
4.1 Grundsätze	17
4.1.1 Anlagenbuchhaltung	17
4.1.2 Bewertung	17
4.1.3 Eigenleistungen	18
4.1.4 Validierung der Einheitskosten	18
4.1.5 Gemeinschaftsanlagen (Eigentümer)	19
4.2 Strukturierung der Anlagenwerte.....	19
4.2.1 Öffentliche Beleuchtung.....	20
4.3 Schnittstellen.....	21
4.3.1 Übertragungsnetz (NE1).....	21
4.3.2 Objekte mehrerer Netzebenen (Gemeinschaftsanlage (NE/SE))	22
4.3.2.1 Unterwerk	22
4.3.2.2 Freileitung.....	22
4.3.2.3 Kabelleitung.....	24
4.3.3 Software zur Anlagenbuchhaltung.....	25
4.3.4 Gemeinschaftsanlage (Eigentümer)	25
4.3.4.1 Unterwerk	25
4.3.4.2 Freileitung.....	26
4.3.4.3 Kabelleitung.....	26

5. Indizes.....	27
5.1 Ausgangslage	27
5.2 Vergleich der Indizes	27
5.3 Fazit	28
5.4 Empfehlung.....	28
6. Umgang mit Netzkostenbeiträgen	29
6.1 Anschlussbeiträge und Eigenleistungen in der Erstbewertung.....	29
6.1.1 Berücksichtigung der Anschlussbeiträge in der Erstbewertung.....	29
6.1.2 Berücksichtigung Eigenleistungen in der Erstbewertung.....	29
6.1.3 Kostenbeiträge an den vorgelagerten Netzbetreiber.....	29
6.2 Erfassung der Anschlussbeiträge in der Anlagenbuchhaltung	29
6.2.1 Netzanschlussbeitrag.....	29
6.2.2 Netzkostenbeitrag	30
6.2.3 Brutto- und Netto-Methode	30
6.3 Transparenz.....	30
Beilage 1: Typisierung der Netzanlagen.....	31
Beilage 2: Prozess Netzbewertung mit Einheitswerten.....	47
Beilage 3: Unterschiedliche Wertansätze.....	48
Glossar.....	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Struktur der Branchendokumente zur Regelung des liberalisierten Strommarktes	6
Abbildung 2: Systematik Rückindexierung.....	10
Abbildung 3: Trasse mit mehreren Netzebenen	23
Abbildung 4: Trassebelegungsfaktor	24
Abbildung 5: Trasseekostenzuschlag	24
Abbildung 6: Netzanschluss.....	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Quellen zur Ermittlung des Erstellungsjahrs	11
Tabelle 2: Mögliche Wertansätze	14
Tabelle 3: Unterschiedliche Bewertung in Bilanz und Erfolgsrechnung	15
Tabelle 4: Beispiel	22
Tabelle 5: Beispiel mit Netzebenen 5 und 7	24
Tabelle 6: Berechnung Einheitskosten Kabel „all-in“	25
Tabelle 7: Schaltanlagenfeld (Einheit ist das Feld).....	32
Tabelle 8: Gebäude und Hilfseinrichtungen.....	33
Tabelle 9: Sekundärtechnik Schaltanlage/Unterwerk	34
Tabelle 10: Leistungstransformatoren	35
Tabelle 11: Tragwerk.....	37
Tabelle 12: Stromkreis	39
Tabelle 13: Erdseil.....	39
Tabelle 14: Kabelrohrblock	40
Tabelle 15: Kabel	41
Tabelle 16: Maststation	42
Tabelle 17: Kabelverteilkabine	42
Tabelle 18: Muffen- und Zugschacht	43
Tabelle 19: Trafostation.....	43
Tabelle 20: Rundsteuersendeanlage	44
Tabelle 21: Verteiltransformator	44
Tabelle 22: Schaltstelle und -kabine	44
Tabelle 23: Hausanschluss	45
Tabelle 24: Netzdokumentation	46
Tabelle 25: Kundenmessung	46
Tabelle 26: Umgang mit unterschiedlichen Wertansätzen	48

Vorwort

Als anrechenbare Kosten für die Kalkulation des Netznutzungsentgeltes gelten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Die Kapitalkosten müssen gemäss StromVG Art. 15¹ auf der Basis der ursprünglichen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellkosten der bestehenden Anlagen ermittelt werden.

Unabhängig von der politischen Entwicklung und im Sinne des Subsidiaritätsprinzips entwickeln Fachleute der Branche im Rahmen des Projektes "Mercur Access II" ein umfassendes Regelwerk, insbesondere für die Nutzung der Stromnetze und die Organisation des Energiegeschäftes. Damit entsteht eine anerkannte Branchenempfehlung, die als Grundlage für die gesetzliche Lösung dienen wird.

Das **Grundsatzdokument** der Branchenempfehlung ist das „**Marktmodell für die elektrische Energie - Schweiz**“ (MMEE – CH), worin die zentralen Aspekte der Organisation des Strommarktes Schweiz geregelt sind.

Das vorliegende Dokument zur Netzbewertung gehört zu den **Umsetzungsdokumenten** der gesamten Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz.

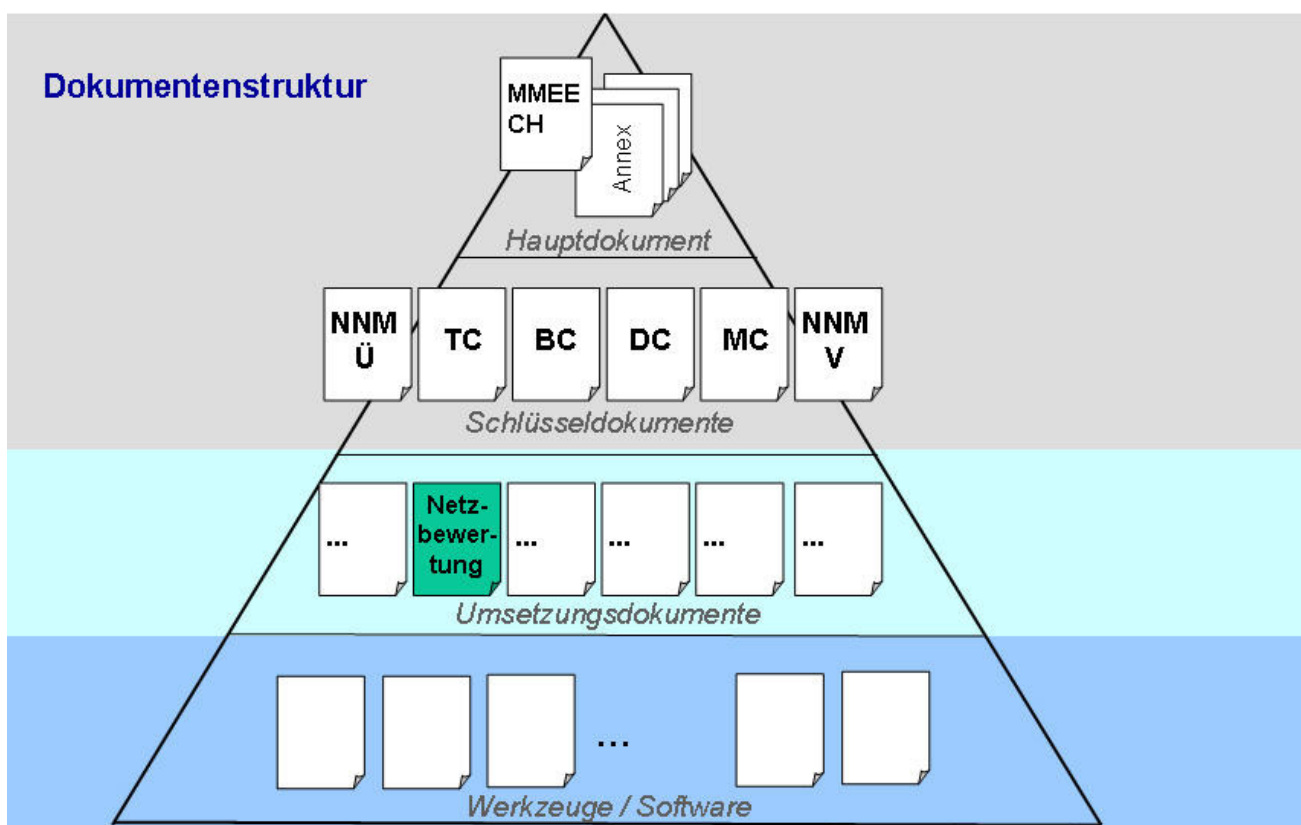


Abbildung 1:
Struktur der Branchendokumente zur Regelung des liberalisierten Strommarktes

¹ Bundesgesetz über die Stromversorgung, Stromversorgungsgesetz (StromVG), Ausgabe vom 23.3.2007

1. Zielsetzung

1.1 Auftrag der Arbeitsgruppe Netzbewertung

Gemäss Art. 15, Absatz 3 StromVG müssen alle Netzbetreiber zur Kalkulation ihrer Netznutzungsentgelte die anrechenbaren Kapitalkosten mittels der Anschaffungs-, bzw. Herstellkosten ermitteln. Die Arbeitsgruppe hat den Auftrag erhalten, den Netzbetreibern, welche nicht über die notwendige Datengrundlage verfügen, eine entsprechende Empfehlung zur Verfügung zu stellen, nach welcher in einer einheitlichen Art die Anschaffungswerte sowie die Anschaffungszeitwerte ermittelt werden können.

1.2 Grenzen dieser Empfehlung

Diese Empfehlung schliesst die Höchstspannungsebene, Netzebene 1, ausdrücklich aus, da die Methodik zur Bewertung des Übertragungsnetzes im Schlussbericht von 2007 über die Bewertung per 2005 des Schweizerischen Übertragungsnetzes beschrieben ist.

Die hier gemachten Empfehlungen sind allgemeine Richtlinien, welche die Berücksichtigung von unternehmensspezifischen Besonderheiten zulassen.

1.3 Zusammenfassung

Die vorliegende Branchenempfehlung zur Netzbewertung schafft einheitliche methodische Grundlagen zur Bewertung von Verteilnetzen (Netzebenen 2-7), wenn die hierfür notwendigen historischen Unterlagen unvollständig sind oder fehlen.

Im Kapitel 3 wird in der Methodik definiert, mit welchem Verfahren die Wertermittlung durchzuführen ist (synthetischer Anschaffungswert). In einem darauf folgenden Schritt wird die Bestimmung der Altersstruktur erläutert (Vererbungsverfahren und mögliche Datenquellen). Hierauf folgt die Methodik zur Bestimmung der Einheitskosten pro Objekt des Netzbaus. Im Kapitel 5 werden die relevanten Indizes für die Bewertung definiert. Den Abschluss bildet das Kapitel 6 über den Umgang mit den Netzkostenbeiträgen in der Anlagenbewertung.

2. Grundlagen

2.1 Rechtliche Grundlagen

Das StromVG sowie die genannten Branchendokumente bilden die Basis für die Bewertung der Netze. Speziell relevant für die Netzbewertung sind die Art. 14 und 15 aus dem StromVG. Die StromVV² war zur Zeit der Erstellung dieser Empfehlung noch in Bearbeitung und konnte deshalb nicht vollumfänglich berücksichtigt werden. Sollten sich Widersprüche ergeben, gelten selbstverständlich die Angaben in der StromVV. Die nächste Version dieses Dokuments wird die Inhalte der dann gültigen Verordnung berücksichtigen.

2.2 Relevante Branchendokumente

Bestehende Branchendokumente wurden in die Arbeiten miteinbezogen. Als Grundsatzdokument der Branchenempfehlung dient das „Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz“ (MMEE – CH), worin die zentralen Aspekte der Organisation des Strommarktes Schweiz geregelt sind.

Weitere relevante Dokumente sind:

- Netznutzungsmodell Verteilnetz Schweiz (NNM-V CH), Ausgabe 2007
- VSE Handbuch für das betriebliche Rechnungswesen, Ausgabe vom 30.09.04
- Das Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber vom 15. Juni 2006, Version 1.1, Bericht der VSE Kommission für Fragen der Kostenrechnung
- Koordination Anwendung IFRS IAS 16 – Sachanlagen, 15.08.06, Arbeitsgruppe VSE Koordination Anwendung IFRS.

2.3 Weitere relevante Dokumente

Das Schweizer Übertragungsnetz wurde per 2005 neu bewertet. Auszüge aus dem Schlussbericht und dem Dokument „Richtlinie für die Erfassung der Betriebskosten des Übertragungsnetzes-Netznutzungspauschale von 2007“ wurden von der swissasset zur Verfügung gestellt und in Bezug auf die Anwendbarkeit auf das Verteilnetz geprüft und wo möglich übernommen.

² Stromversorgungsverordnung (StromVV), Vernehmlassungsentwurf vom 27. Juni 2007

3. Modell zur Bewertung von Verteilnetzen

Die Verteilnetzbetreiber müssen mit Inkrafttreten des StromVG die Möglichkeit haben, ihre Netzanlagen einmalig neu zu bewerten. Damit erhalten sie vergleichbare, initiale Rahmenbedingungen für die Netzbewertung, ohne sich auf unterschiedliche und betriebswirtschaftlich nicht relevante Anlagenbuchhaltungen abstützen zu müssen.

Nach der einmaligen Bewertung sind die Netzanlagen (in der Anlagenbuchhaltung) nach den aktuell gültigen Vorgaben fortzuführen.

3.1 Methodik für die Bewertung von Verteilnetzen

Die Anlagen, welche vor dem Stichtag (Bewertungszeitpunkt) erstellt wurden, werden mittels rückindexierten Wiederbeschaffungspreisen vom in der StromVV definierten Datum bewertet. Für die Bewertung der Anlagen, welche nach diesem Stichtag erstellt werden, sind die effektiven Anschaffungswerte systematisch zu dokumentieren und in der Anlagenbuchhaltung für die Bewertung zu verwenden.

3.2 Vom Wiederbeschaffungspreis³ zum synthetischen Anschaffungswert

Die Anschaffungswerte für Anlagen, welche vor dem Bewertungszeitpunkt erstellt wurden, sind zu ermitteln, indem definierte Wiederbeschaffungspreise vom in der StromVV erwähnten Datum auf das Erstellungsjahr rückindexiert werden. Dafür werden nach der Inventarisierung die Mengen mit den entsprechenden Einheitskosten multipliziert. Zur Berechnung der Kapitalkosten sind aber die ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten zu verwenden, dazu müssen die Wiederbeschaffungspreise entsprechend dem Alter der Anlagen rückindexiert werden.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Ermittlung des synthetischen Anschaffungszeitwerts einer Anlage, die im Jahr 1980 erstellt wurde und eine Nutzungsdauer von 45 Jahren hat.

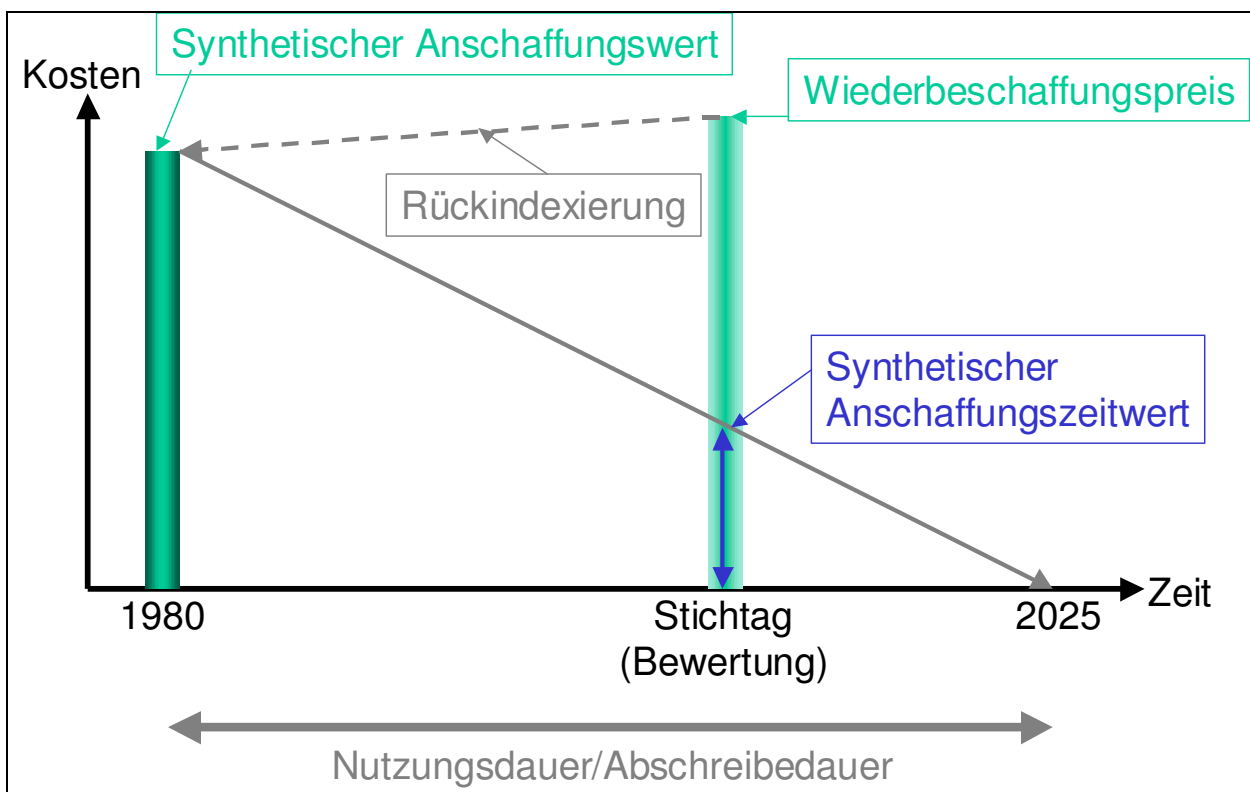


Abbildung 2: Systematik Rückindexierung

³ In der StromVV (Vernehmlassungsentwurf vom 27. Juni 2007) ist das Datum der zu verwendenden Preise im Art. 12, Abs. 4 erwähnt.

3.3 Bestimmung der Altersstruktur

Für die Ermittlung der synthetischen Anschaffungswerte auf Basis der Wiederbeschaffungspreise wie auch für die Ermittlung der synthetischen Anschaffungszeitwerte, muss das Erstellungsjahr der jeweiligen Anlagen bekannt sein. Mögliche Quellen für die Ermittlung des Erstellungsjahres sind:

Quelle	Daten	NE
Vorlagengenehmigungen ESTI	Erstellungsjahre, Mengen	3 bis 6
Projekt abrechnungen, Bauabrechnungen,	Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Versicherungspolicen	Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Baustatistiken Bund, Kantone, Gemeinden	Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Geschäftsberichte	Werte CHF, Erstellungsjahre, Mengen	3 bis 7
Werkpläne Analog oder Digital	Längen, Erstellungsjahre	3 bis 7
Bauanzeigen, Baubewilligungen von Erschliessungen	Erstellungsjahre	3 bis 7
Steuererklärungen	Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Anlagenbuchhaltungen	Erstellungsjahre, "Werte CHF",	3 bis 7
Unterlagen Hausinstallationskontrollen	Erstellungsjahre, Typen,	7
Anzahl Hausanschlüsse pro Gebiet, Gemeinde, etc.	Menge	7
Warenlager, Einkaufstatistiken, Inventare	Menge, Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Bauaktenarchive technisch	Menge, Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Netzaufnahmen vor Ort	Menge, Typen, Erstellungsjahre	3 bis 7

Tabelle 1: Quellen zur Ermittlung des Erstellungsjahrs

Ist die Ermittlung der Erstellungsjahre nicht möglich oder mit unverhältnismässig grossem Aufwand verbunden, können diese gemäss den Methoden der nachfolgenden Kapitel bestimmt werden.

3.3.1 Vererbung der Baujahre von anderen Komponenten

Diese Methode ist sinnvoll, wenn die Erstellungsjahre einer Klasse von Komponenten bekannt sind und sich daraus die Erstellungsjahre von anderen Komponenten ableiten (vererben) lassen.

Beispiele:

- Ist das Erstellungsjahr einer Trafostation bekannt, kann man davon ausgehen, dass die daran angeschlossenen Verteilkabinen ebenfalls im gleichen Zeitraum erstellt wurden
- Ist das Erstellungsjahr eines Kabeltrasses nicht bekannt, so kann man davon ausgehen, dass es ungefähr zur gleichen Zeit wie das älteste darin verlegte Kabel erstellt wurde
- Ist das Erstellungsjahr der Mittelspannungsschaltanlagen in den Trafostationen bekannt, kann für die übrige elektrische Ausrüstung (exkl. Trafo) das gleiche Erstellungsjahr angenommen werden

3.3.2 Übertragung der Erstellungsjahre von gleichen Komponenten

Sind bei einer Komponentenklasse die Erstellungsjahre nur teilweise unbekannt, kann die Altersverteilung von bekannten, gleichartigen Komponenten übernommen werden.

Beispiele:

- Sind die Erstellungsjahre im digitalen Werkplan nicht vollständig erfasst, kann man die Struktur der Typen und die Struktur der Erstellungsjahre der bekannten Komponenten auf die nicht bekannten übertragen
- Ist das Erstellungsjahr eines Kabelstücks nicht bekannt, kann man davon ausgehen, dass es gleich alt ist wie das anschliessende Kabelstück

3.3.3 Anwendungszeitraum von Produkten

Anhand der Komponententypen und dem Wissen, über welche Zeitperiode diese Typen im Bau verwendet wurden, kann man auf das durchschnittliche Alter sämtlicher Komponenten dieses Typs schliessen.

Beispiel:

Hat ein Unternehmen zwischen 1960 und 1980 Kabel des Typ x verwendet, so kann man das Erstellungsjahr sämtlicher Kabel dieses Typs auf das gemittelte Alter festlegen.

3.3.4 Spezialfall Holzmasten Regelleitung

Das Gesetz⁴ schreibt die Kontrolle in definierten Zeitabständen vor. Eine gesetzeskonforme Instandhaltung führt dazu, dass für Regelleitungen mit unterschiedlich alten Tragwerken (Ersatz, Verlegung) mit einem durchschnittlichen Alter von 15 Jahren gerechnet werden kann.

⁴ Verordnung über elektrische Leitungen (Leitungsverordnung, LeV) vom 30. März 1994 (Stand am 1. Mai 2007)

3.4 Aufbau der Anlagenbuchhaltung und Bestimmung der Nutzungsdauern

Komponenten mit verschiedenen Nutzungsdauern sind getrennt zu bewerten und abzuschreiben. Um diese Bedingungen zu erfüllen, ist eine minimale Gliederung der Anlagenbuchhaltung erforderlich.

Die aus der Anlagenbuchhaltung resultierenden Kapitalkosten werden direkt oder mit einem geeigneten Verteilschlüssel den Netzebenen zugewiesen. Beispiele für Komponenten, die mehreren Netzebenen zugeordnet werden, sind Trassen, Unterwerksgebäude, Grundstücke, etc.

Die Anlagen werden über die definierte Nutzungsdauer linear auf Null abgeschrieben.

In der Anlagenbuchhaltung muss das Ausbuchen von Restwerten bei Abbruch oder Verkauf von Anlagen oder Teilen davon gewährleistet sein. Bei Teilaufhebung ist der Teilwert anteilmässig vom Gesamtwert der entsprechenden Anlage zu bestimmen und aus der Anlagenbuchhaltung auszubuchen.

Beispiel:

Massen- oder Linienobjekte sind Zusammenfassungen von Einzelobjekten, die nicht einzeln identifiziert sind. Damit diese teilweise ausgebucht werden können, müssen Kategorie, Jahrgang, Gesamtwert und evtl. Menge⁵ erfasst werden. (z.B. NS-Kabel 240 mm² Al, 2004, CHF 28'730 und evtl. 736m).

3.5 Datenpflege Aktualisierung

Die Anlagenbuchhaltung ist mindestens einmal jährlich zu aktualisieren. Der Zeitpunkt der Aktualisierung kann durch die Unternehmung selbst festgelegt werden.

⁵ Wo es sinnvoll erscheint und möglich ist, sind die Mengenangaben zu führen. Sie müssen aber nicht zwingend in der Anlagenbuchhaltung geführt werden.

3.6 Abstimmung zwischen Kalkulation und FIBU/BEBU

Es ist nicht zu vermeiden, dass in Bezug auf die Bilanzierung des Anlagevermögens sowie zu kalkulatorischen Zwecken in Unternehmen, unterschiedliche Werte geführt werden müssen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick, welche unterschiedlichen Wertansätze heute parallel anzutreffen sind:

Bewertungsgrundsätze	Ausrichtung	Primäre Informationsempfänger
Obligationenrecht (OR)	Steuerlich motiviert, Ergebnissteuerung	Extern
Steuerbuchhaltung	Steuerliche Bewertung	Extern
Swiss GAAP FER	Betriebswirtschaftliche Rechnungslegung	Intern wie auch extern
IFRS	Betriebswirtschaftliche Rechnungslegung	Intern wie auch extern
US GAAP	Betriebswirtschaftliche Rechnungslegung	Intern wie auch extern
Betriebsbuchhaltung (Kalkulation 1)	Betriebswirtschaftlicher Wertansatz, Fokus betriebliche Leistungserstellung	Intern
Kalkulation 2 – n (z.B. Netzbewertung)	Betriebswirtschaftlicher Wertansatz, Fokus betriebliche Leistungserstellung	Intern

Tabelle 2: Mögliche Wertansätze

Obwohl in den vergangenen Jahren eine Annäherung der verschiedenen Wertansätze zu verzeichnen ist (z.B. Betriebsbuchhaltung entspricht den Werten der IFRS - Rechnungslegung), führen von ausserhalb der Unternehmen bestimmte Kalkulationsgrundsätze in der Regel zu einem neuen bzw. unterschiedlichen Wertebereich.

Die Behandlung der nachfolgenden Geschäftsfälle führt heute schon zu unterschiedlichen Werten in Bilanz und Erfolgsrechnung:

Nr.	Geschäftsfall	Konsequenz
1.	Unterschiedliche Aktivierungspraxis, d.h. Aktivierung in Betriebsbuchhaltung oder Kalkulation 2 – n, Verbuchung als laufende Kosten in der Finanzbuchhaltung	Unterschiedliche Anschaffungswerte, unterschiedliche Abschreibungsbasis, unterschiedliche Basis für die Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens
2.	In Abhängigkeit von 1. oder unabhängig davon: Unterschiedliche Abschreibungspraxis	Unterschiedliche Restbuchwerte, unterschiedliche Basis für die Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens
3.	In Abhängigkeit von 1., 2. oder unabhängig davon: Unterschiedlicher Ansatz von kalkulatorischen Kapitalkosten	Zusatz- oder Anderskosten bzw. unterschiedliche Kostenpositionen zur Erfolgsrechnung gemäss Obligationenrecht
4.	Abgänge von Anlagen (Desinvestition oder Abbruch von Anlagenbestandteilen) mit in Abhängigkeit von 1. und 2. unterschiedlichen Restbuchwerten	Unterschiedliche Abgangsverluste oder – Abgangsgewinne (Buchgewinn bzw. Buchverlust bei Anlagenabgängen)

Tabelle 3: Unterschiedliche Bewertung in Bilanz und Erfolgsrechnung

3.6.1 Umgang mit unterschiedlichen Wertansätzen

Der Umgang mit unterschiedlichen Werten führt aus Gründen der Nachvollziehbarkeit unvermeidlich dazu, dass im optimalen Fall systemtechnisch mehrere Werte parallel erfasst und geführt werden oder mit (aufwändigen) Abstimmbrücken zwischen den verschiedenen Wertebereichen gearbeitet werden muss.

Die handelsrechtliche Buchführung bildet die Bemessungsgrundlage für die Steuerbuchhaltung, d.h. steuerlich kann nicht ein Aufwand geltend gemacht werden, der in der handelsrechtlichen Buchhaltung nicht als solcher erfasst wurde.

Die Beilage 3: "Unterschiedliche Wertansätze" zeigt eine konkrete Umsetzung auf.

3.6.2 Übergangslösung und Fortschreibung

Aufgrund einer unterschiedlichen Aktivierungspraxis in der Vergangenheit sind in der Regel grosse Differenzen zwischen den Wertebereichen zu verzeichnen. Wichtig ist, dass die neu ermittelten synthetischen Anschaffungswerte auf Basis einer Netzbewertung möglichst detailliert in die Anlagebuchhaltung übernommen werden und ab der Übernahme mindestens die Anschaffungswerte, unabhängig von der Behandlung in der Finanz- bzw. steuerlichen Buchhaltung, parallel erfasst werden.

Bei Anlagenabgängen kann ein allfällig vorhandener Restbuchwert im Verhältnis des (geschätzten) abgehenden Anschaffungszeitwertes entsprechend reduziert werden.

3.6.3 Fazit

Trotz der Führung unterschiedlicher Wertansätze ist eine regelmässige Abstimmung zwischen Kalkulation und FIBU/BEBU notwendig. Dabei sind folgende Punkte zu beachten:

- Bewertungsdifferenzen sind unvermeidlich
- soll steuerlicher Aufwand geltend gemacht werden, muss dieser in der handelsrechtlichen Buchhaltung auch als solcher erfasst werden (Direktabschreibungen)
- wo dies möglich und sinnvoll ist (steuerlich, ergebnispolitisch), ist in den verschiedenen Wertebereichen eine gleiche Aktivierungspraxis anzuwenden
- Anschaffungswerte müssen zwingend in den verschiedenen Wertebereichen geführt werden
- parallel geführte Werte (Anschaffungswert, Abschreibungen, Zinsen, Abgangsergebnis) stellen bezüglich Nachvollziehbarkeit und Transparenz die optimale Variante dar
- eine einheitliche, transparente und nach betriebswirtschaftlichen Grundsätzen ermittelte Kalkulationsgrundlage ist notwendig, um den zukünftigen Werterhalt, d.h. Investitionen in das Netz, sicherzustellen

3.7 Abgrenzung zwischen aktivierbaren und nicht aktivierbaren Aufwendungen

Ab dem Stichtag (Bewertungszeitpunkt) gelten für die zukünftigen Investitionen, zwecks Fortschreibung der kalkulatorisch ermittelten Anlagenwerte, unternehmensindividuelle Aktivierungsgrundsätze.

Die Aktivierung muss den gesetzlichen Bestimmungen und der vom Unternehmen angewandten Rechnungslegung entsprechen.

Betriebskosten enthalten per Definition nur nicht aktivierbare Aufwendungen. In Anlehnung an die jeweils angewandten Rechnungslegungsgrundsätze (Swiss GAAP-FER, IFRS, etc.) kann die Abgrenzung zwischen aktivierbaren und nicht aktivierbaren Aufwendungen zusammenfassend wie folgt definiert werden:

„Alle Ausgaben, welche einer Nutzungsdauer von mehr als 12 Monate gegenüber stehen und aus denen zukünftige wirtschaftliche Vorteile erwachsen, können als Investitionen behandelt werden. Kleinere Ausgaben, welche eine vom Unternehmen zu definierende Schwelle nicht übersteigen, können den laufenden Betriebskosten zugewiesen werden. An der definierten Aktivierungsschwelle ist im Sinne der Stetigkeit festzuhalten.“

Die Ausgaben für Instandhaltung und Ersatz, die einen Nutzen von mehr als einem Jahr aufweisen und über der Aktivierungsschwelle liegen, fallen somit nicht unter die Betriebskosten und werden aktiviert.

Ausnahmen

Zum Beispiel werden Ausholzarbeiten an Leitungen periodisch zur Gewährleistung des sicheren Betriebes der Leitung durchgeführt. Der Aufwand für diese Tätigkeiten wird der Betriebsrechnung belastet.

4. Einheitskosten

Bei fehlender Anlagenbuchhaltung sollen die Wiederbeschaffungspreise mit sachgerechten, offiziell ausgewiesenen Indizes auf die synthetischen Anschaffungswerte zurückgerechnet werden. Dafür muss in einem ersten Schritt das Mengengerüst der Netzinfrastruktur mit den entsprechenden Einheitskosten multipliziert werden.

4.1 Grundsätze

4.1.1 Anlagenbuchhaltung

Eine Netzanlage - im weiteren Verlauf dieses Dokumentes wird dafür der allgemeine Begriff „Objekt“ verwendet - besteht in den meisten Fällen aus mehreren Komponenten mit unterschiedlicher Nutzungsdauer bzw. Abschreibungsdauer. Eine Anlagenbuchhaltung ist daher in Komponenten gegliedert (für eine minimale Gliederung siehe VSE Handbuch für das betriebliche Rechnungswesen, Ausgabe vom 30.09.04, Kapitel 5, Nutzungsdauer für die kalkulatorische Abschreibung; Richtwerte)

- um verschiedene Abschreibungszeiten berücksichtigen zu können
- um die Anlagenbuchhaltung pflegen und ersetzte Komponenten einfach ausbuchen zu können.

Die Anlagenbuchhaltung kann z.B. objektorientiert, mit der Komponente als kleinstes Gliederungselement aufgebaut werden. Damit bleibt der technische Zusammenhang zwischen Objekt und Komponenten erhalten, und der Bezug zu den gebauten Anlagen wird erleichtert. Die Verteilung der Kapitalkosten auf die Netzebenen ist ein mathematischer Vorgang mit einem nachvollziehbaren, änderbaren Algorithmus.

In der Anlagenbuchhaltung sind sowohl die Investitionen als auch die Beiträge von Dritten (z.B. Investitionsbeiträge) eingebucht; es gilt das Bruttoprinzip, d.h. die Investitionen werden aktiviert und die Investitionsbeiträge werden passiviert.

Ein saldiertes Einbuchen ist möglich, reduziert aber die Transparenz.

Es liegt im Ermessen des Unternehmens, Komponenten auf einer höheren Gliederungsebene zusammenzufassen. So könnten zum Beispiel die Dienstbarkeiten für Freileitungen und Kabelleitungen unter einem einzigen Objekt „Dienstbarkeiten“ geführt werden.

4.1.2 Bewertung

Die Bewertung eines Netzes berücksichtigt das aktuelle Mengengerüst inklusive Infrastruktur und Reservekomponenten. Die Einheitskosten einer Komponente gelten für den üblichen Stand der Technik des in der StromVV erwähnten Jahres (Datum). In den Einheitskosten sind die Betriebskosten und wenn nicht speziell erwähnt, auch Dienstbarkeiten nicht enthalten.

Betriebsmittel wie Netzleitsystem, Fahrzeuge/Maschinen, mobile Notstromgeneratoren, Funknetze, LWL, Ersterfassung der Netzdokumentation, betriebsnotwendiger Grund und Boden etc. sind nicht in den Einheitskosten enthalten. Diese sind von jedem Unternehmen fallweise zu erfassen und in die Anlagenbuchhaltung aufzunehmen.

4.1.3 Eigenleistungen

Die Eigenleistungen bei Investitionen sind zu berücksichtigen und zu aktivieren. Pro Komponente sind separate Ansätze möglich.⁶

IFRS/IAS 16.19 enthält Beispiele für Kosten, die explizit keine Bestandteile der Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten darstellen und als Aufwand zu behandeln sind. Darunter fallen, neben anderen Beispielen, die Vertriebs- und Verwaltungsgemeinkosten (VVGK).

Aktivierbare Eigenleistungen enthalten nur Kosten, die direkt aus der erbrachten Leistung ableitbar sind. Das heisst, sie enthalten keine allgemeinen VVGK-Umlagen und auch keine Gewinnmarge. Meist ist dieser Stundensatz ein, gegenüber verrechneten Dritteleistungen angepasster, interner Ansatz. Weiteres dazu findet sich im VSE Handbuch Kostenrechnung, Abschnitte 5.2.2 und 7.1.2, Absatz 2.

4.1.4 Validierung der Einheitskosten

Die Validierung von Einheitskosten mittels Multiprojekt-Auswertung bringt tatsächliche, auf Projekte aufgelaufene Ist-Kosten mit Einheitskosten für die im Projekt verbauten Komponenten in Übereinstimmung. Unter folgenden Voraussetzungen führt dieses Verfahren zu korrekten, nachvollziehbaren und belastbaren Wiederbeschaffungspreisen:

- eine genügend grosse Anzahl an Projekten und
- einer zufälligen Auswahl verschiedener Projektgrössen

Das Multiprojekt-Auswerteverfahren besteht aus den folgenden sechs Stufen:

1. Festlegung der Struktur der zu bewertenden Komponenten
2. Festlegung einer repräsentativen Projektauswahl, in der die zu bewertenden Komponenten verbaut worden sind
3. Erstellen von Projektstücklisten aller Projekte und deren Zusammenführen in ein Gesamt-mengengerüst der zu bewertenden Komponenten
4. Erarbeitung oder Übernahme eines geeigneten Satzes von Start-Einheitskosten und Einsetzen im Projekt-Mengengerüst
5. Vergleich der Projektabrechnungssumme mit der Summe der Einheitskosten
6. Abgleichen der beiden Summen durch lineare Korrektur der Start-Einheitskosten auf die echten für das eigene Unternehmen zutreffenden Einheitskosten

⁶ Leistungen einer rechtlich selbständigen Konzerngesellschaft gelten nicht als Eigenleistung.

4.1.5 Gemeinschaftsanlagen (Eigentümer)

Die geschäftsrelevanten Beziehungen zwischen den verschiedenen Miteigentümern einer Gemeinschaftsanlage oder eines Gemeinschaftsnetzes sind mit einem Vertrag zu regeln. In Bezug auf die Netznutzung ist im Vertrag insbesondere ein verantwortlicher Betreiber zu bestimmen, welcher die Aufgaben gemäss NNM-V CH wahr nimmt. Darüber hinaus ist unter den Vertragsparteien die anteilige Kostentragung an der Gemeinschaftsanlage bzw. am Gemeinschaftsnetz und darauf basierend das Kostenerstattungsprinzip zu vereinbaren. Die Eigentums- oder Nutzungsanteile der Partner werden über aktive bzw. passive Nutzungsrechte (ANR bzw. PNR) in die Bilanz aufgenommen. Damit wird sichergestellt, dass Anlagen nicht doppelt in die Berechnung von Netzkosten einfließen. Wichtig ist hier, dass alle Partner vom gleichen Wert und Alter ausgehen.

Die Bewertung des gesamten Gemeinschaftsnetzes ergibt sich aus der Summe der Bewertung der einzelnen Anlagenkomponenten.

Die Gemeinschaftsanlagen bzw. -komponenten sind unabhängig von den Eigentumsverhältnissen zu bewerten. Das heisst, dass die verschiedenen Komponenten nach einer einheitlichen Methode (z.B. Rekonstruktion der Anschaffungswerte, Abschreibungsmethode etc.) und mit identischen Parametern bewertet werden sollen. Dies gilt im Besonderen auch dann, wenn die einzelnen Eigentümer bislang unterschiedliche Bewertungsmethoden und/oder unterschiedliche Parameter verwendet haben.

Der Grundsatz identischer Parameter für alle Netzkomponenten gilt im Besonderen für:

- Einheitskosten
- Indizes
- Aktivierungszeitpunkt
- Abschreibungsdauer/Nutzungsdauer

4.2 Strukturierung der Anlagenwerte

In der Beilage 1: Typisierung der Netzanlagen sind Beispiele für eine Strukturierung aufgeführt. Diese sind aber nicht abschliessend. Insbesondere die gewählten Abstufungen werden überarbeitet, wenn sich bei der Ermittlung der Einheitskosten (Wiederbeschaffungspreise) entsprechende Erkenntnisse ergeben.

Die Dienstbarkeiten (Abgeltung Bauverbot, Überleitungs- und Standortsentschädigung, etc.) sind vom Unternehmen zu bewerten. Für die 25-jährlichen Überleitungs-, Standorts- und Durchleitungsentschädigungen für Freileitungen, Schächte und erdverlegte Kabel verweisen wir auf die Normen, die von der Abteilung Treuhand und Schätzungen des Schweizerischen Bauernverbandes, Brugg, in Zusammenarbeit mit dem VSE herausgegeben werden.

4.2.1 Öffentliche Beleuchtung

Die öffentliche Beleuchtung ist nicht Bestandteil der anrechenbaren Netzinfrastruktur. Das öffentliche Gemeinwesen kann die Aufgabe „öffentliche Beleuchtung“ mit einem Leistungsauftrag an das lokale EVU delegieren.

Es bleibt jedoch die Frage der Schnittstelle zwischen dem Netz und der öffentlichen Beleuchtung. Ist es der Anschlusspunkt im Kandelaber, kann das 230-V-Netz für die Versorgung der öffentlichen Beleuchtung Teil der NE7 sein. Das 230-V-Netz ist dann über Anschlussgebühren zu finanzieren.

Werden hingegen die Trafostationen und die Verteilboxen als Schnittstellen definiert, gehört das 230-V-Netz für die Anspeisungen der Leuchtkörper zur öffentlichen Beleuchtung.

Wir empfehlen die öffentliche Beleuchtung in einer separaten Rechnung zu führen, z.B. in einem eigenen Profitcenter oder Rechnungskreis und die Schnittstelle bei der Trafostation bzw. bei der Verteilbox anzusetzen.

4.3 Schnittstellen

4.3.1 Übertragungsnetz (NE1)

Bei der Durchführung der Bewertung per 31.12.2005 des schweizerischen Übertragungsnetzes (SBDK Studie für NE1) wurde die Abgrenzung gemäss der Branchenempfehlung MMEE-CH 2005 gemacht.

Im Detail wurde die Abgrenzung der Gemeinschaftsanlagen (NE/SE) mit Netzen anderer Netzebenen wie folgt definiert:

- Bei Leitungen aus einem System (Strang) der NE1 und aus einem oder mehreren Systemen der NE3, wurde die Gemeinschaftsanlage (Tragwerke, Fundamente etc.) zur Hälfte der NE1 und zur Hälfte der NE3 zugeteilt.
- Bei Leitungen bestehend aus zwei Systemen der NE1 und aus einem oder mehreren Systemen der NE3, wurde die Gemeinschaftsanlage (Tragwerke, Fundamente etc.) vollumfänglich der NE1 zugeteilt. Der Mehraufwand, der eindeutig durch die Systeme der NE3 (z.B. Montage der NE3 Systeme) verursacht wird, wurde dieser Netzebene belastet.
- Wenn Masten des Übertragungsnetzes auch ein oder mehrere Systeme (Stränge) der NE5 oder NE7 tragen, wurden diese Netzebenen für die Bewertung des Übertragungsnetzes vernachlässigt, da sie praktisch keinen Einfluss auf die Konstruktionskosten der Masten haben. In solchen Fällen müssen diese Kosten bei den mit Einheitskosten bewerteten NE5- und NE7-Anlagen entsprechend berücksichtigt werden.
- Bei den Schaltanlagen sind die wichtigsten Gemeinschaftsanlagen das Gebäude und das Grundstück. Das Gebäude und das Grundstück, die das Übertragungsnetz benützt, wurden konsequent gemäss den effektiven beanspruchten Volumina (m³) und Flächen (m²) zugewiesen, so dass eine saubere Abgrenzung sichergestellt worden ist. Somit sind die restlichen Kosten mit Hilfe dieses Volumina- bzw. Flächenschlüssels auf die anderen betroffenen Netzebenen aufzuteilen oder nach Einheitskosten bewertete Anlagen entsprechend zu berücksichtigen.

4.3.2 Objekte mehrerer Netzebenen (Gemeinschaftsanlage (NE/SE))

4.3.2.1 Unterwerk

Unterwerke, Trafostationen, Freileitungstrassen und Kabelrohrblöcke sind typische Beispiele von Anlagen, deren Komponenten verschiedenen Netzebenen bzw. Spannungsebenen angehören können.

In einem Unterwerk werden die Kapitalkosten von nicht eindeutig zu einer Netzebene zugehörenden Komponenten mit einem geeigneten Schlüssel via Schaltfelder und Transformatoren auf die Netzebenen verteilt. Dies geschieht, indem den Schaltfeldern und Transformatoren pro umzulegende Komponentenkosten Punkte als Verteilschlüssel zugeteilt werden. In der Praxis kann dies mit zwei Methoden durchgeführt werden. Beide führen bei Verwendung der gleichen Punkte pro Komponente zum gleichen Resultat. Mit beiden Methoden können auch Komponenten verschiedenen Alters berücksichtigt werden.

Methode 1

Die Kapitalkosten der Komponenten werden mit Hilfe des Verteilschlüssels zuerst auf die Netzkomponenten Nutzfeld und Transformator verteilt und anschliessend netzebenen-scharf in die Betriebsbuchhaltung gebucht. Der Vorteil dieser Methode ist die hohe Flexibilität für zukünftige Aufteilungen der Kapitalkosten nach verschiedensten Kriterien. Dazu muss lediglich die Zugehörigkeit jeder Netzkomponente Nutzfeld und Transformator zu den Auswertekriterien definiert sein.

Methode 2

Von der Systematik her analog der Methode 1. Die Kapitalkosten jeder Komponente werden aber nicht zuerst auf den Komponenten Nutzfeld und Transformator gesammelt, sondern mit Hilfe des gleichen Verteilschlüssels der Methode 1 direkt und netzebenen-scharf in die Betriebsbuchhaltung gebucht.

4.3.2.2 Freileitung

Sind auf einem Tragwerk mehrere Spannungsebenen aufgelegt, ist die höhere Spannungsebene der Kostentreiber für die Baukosten. Für die untere Spannungsebene dürfen die zu tragenden Kosten nicht höher sein als mit einem eigenen Leitungstrasse. Es wird empfohlen für ein Tragwerk mit mehreren Strängen die nachfolgende Berechnungsmethode zu verwenden. Die Kosten für die Stromkreise können direkt den Netzebenen zugeordnet werden.

Beispiel für eine Gemeinschaftsleitung mit 1 Strang NE 3 und 2 Strängen NE 5:

	Baukosten ¹⁾ (Einheitskosten [CHF/km])	
	NE 3	NE 5
1 Strang	X3	X5
2 Stränge	Y3	Y5
3 Stränge	Z3	Z5

Tabelle 4: Beispiel

Kostentragung NE 3: X3 abzüglich Y5 plus Kosten Stromkreis NE 3

Kostentragung NE 5: Y5 plus Kosten Stromkreise NE 5

1) Kostentragung:

Die Kosten des Erdseiles trägt die NE 3, da eine Freileitung der NE 5 normalerweise ohne Erdseil erstellt ist.

Diese Methode der Aufteilung kann angewendet werden, sofern keine vertragliche Regelung zwischen den Eigentümern (Vertragsparteien) besteht. Eine weitere Möglichkeit wäre das Aufteilen der Trasseekosten mit dem Verteilschlüssel „Leiterquerschnitt“.

Beispiel gemeinsamer Trassees:

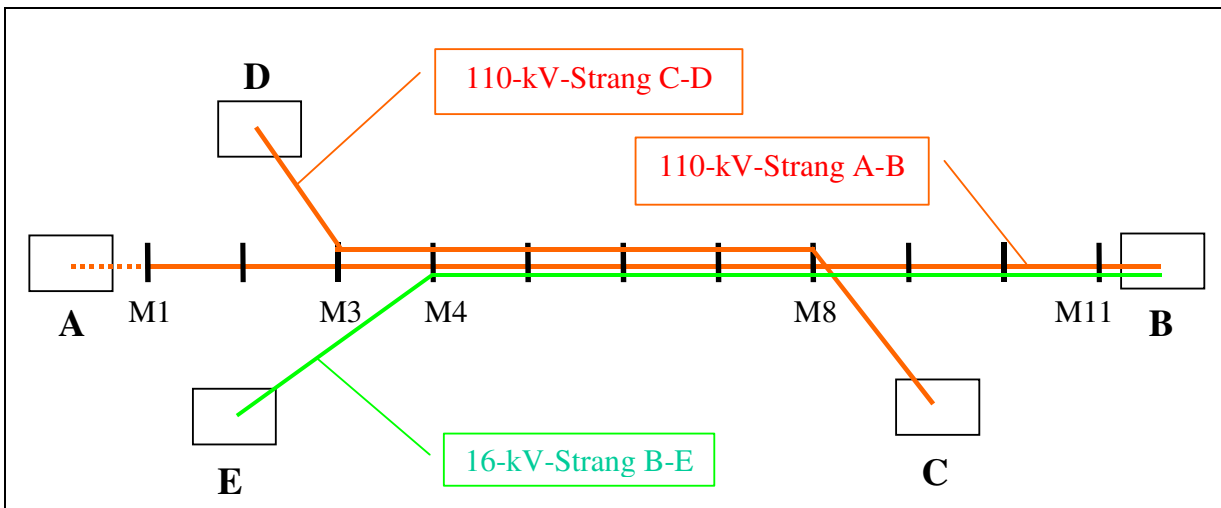


Abbildung 3: Trasse mit mehreren Netzebenen

Im Trasseabschnitt M4 – B müssen die Trasseekosten auf verschiedene Netzebenen verteilt werden. Im Trasseabschnitt M3 – M4 erübrigt sich, unter der Annahme eines einzigen Nutzers, die Verteilung, da beide Stränge der gleichen Netzebene angehören.

4.3.2.3 Kabelleitung

Methode 1

Liegen keine Informationen über die Trasseabschnitte vor, werden gemeinsame Trasseführungen nicht berücksichtigt. Für jede Spannungsebene wird der Trasseebau ohne gemeinsame Nutzung mit anderen Netzebenen bewertet. Bei fehlenden Angaben für die Bestimmung der Trasseeeinheitskosten kann von einem Standardtrasse mit der entsprechenden Überdeckung ausgegangen werden.

Liegen genaue Rohrblockinformationen vor, können die anteiligen Kosten pro Netzebene mit dem Schlüssel „Rohrquerschnitt“ berechnet werden. Beilage 6 zeigt die prinzipielle Systematik der Verteilung dieser anteiligen Kosten. Dank der getrennten Bewertung von Trasse und Stromkreis können Freileitung und Kabelleitung mit der gleichen Systematik behandelt werden.

Die Kapitalkosten der Kabel können direkt auf die entsprechende Netzebene verteilt werden.

Methode 2

Die Trasseekosten können auf den Netzebenen 5 und 7 mittels eines auf der Basis der Trasseeeinheitskosten kalkulierten Trasseekostenzuschlags auf die Kabeleinheitskosten geschlagen werden. Damit werden, anders als im „NeVal 4.0.1“, die Unterschiede bezüglich der durchschnittlichen Anzahl Kabel pro Trasse berücksichtigt.

Beispiel:

Netzkomponente	Länge in m
Trassees	72'400
Kabel MS	79'200
Kabel NS	23'700

Tabelle 5: Beispiel mit Netzebenen 5 und 7

Berechnung Trasseebelegungsfaktor:

$$\frac{\text{Kabel MS} + \text{Kabel NS}}{\text{Trassees}} = \frac{79200\text{m} + 23700\text{m}}{72400\text{m}} = 1.42$$

Abbildung 4: Trasseebelegungsfaktor

Berechnung Trasseekostenzuschlag:

$$\frac{\text{Trassee-Einheitskosten CHF/m}}{\text{Trasseebelegungsfaktor}} = \frac{180.- / \text{m}}{1.42} = 126.- / \text{m}$$

Abbildung 5: Trasseekostenzuschlag⁷

⁷ Die Trassee-Einheitskosten sind die berechneten und allenfalls validierten Kosten pro Komponente unter Berücksichtigung der Topografie.

Kabeltyp	Einheitskosten ohne Trassee	Einheitskosten mit Trassee
NS-Kabel X	50.-	176.-
NS-Kabel Y	60.-	186.-
NS-Kabel Z	80.-	206.-
MS-Kabel A	90.-	216.-
MS-Kabel B	110.-	236.-

Tabelle 6: Berechnung Einheitskosten Kabel „all-in“

4.3.3 Software zur Anlagenbuchhaltung

Der wesentliche Unterschied der vorgeschlagenen Struktur gegenüber z. B. „NeVal 4.0.1“ ist die getrennte Angabe von Einheitskosten für Trassee und Stromkreis bei Freileitung und Kabelleitung (diesem Umstand wird beim nächsten Release von „NeVal“ Rechnung getragen).

Des Weiteren sind einerseits die Variationen innerhalb einer Komponentenart reduziert, andererseits aber ist die Anzahl der zu bewertenden Komponenten vergrössert worden.

4.3.4 Gemeinschaftsanlage (Eigentümer)

Bei einer Gemeinschaftsanlage ist es von Vorteil, die Anlage mindestens nach den Objekten und Komponenten zu gliedern, welche in den Eigentums- und Nutzungsvereinbarungen Vertragsgegenstand sind. Bei den Unterwerken und Trafostationen sind das Felder und Transformatoren, bei Freileitungen Gestänge (Trassee) sowie Leiterseil und bei Kabelleitungen Kabelrohrblock (Trassee) und Kabel.

Eigentumsbeteiligungen sind in der Anlagenbuchhaltung aufzuführen. Nicht mehr bekannte Zahlungen können durch die Multiplikation der 100-%-Bewertung mit der prozentualen Beteiligung rekonstruiert und in der Anlagenbuchhaltung berücksichtigt werden.

4.3.4.1 Unterwerk

Ein grosses Unterwerk kann von mehreren Gesellschaften genutzt werden. Das Eigentum kann einer Gesellschaft oder mehreren gehören. Üblicherweise führt der Eigentümer 100 % seiner Anlage und die abgegebenen Nutzungsrechte mit einer Minusposition als so genannte passive Nutzungsrechte in der Anlagenbuchhaltung. Der oder die Nutzer führen ihre Nutzungsrechte in analoger Weise als aktive Nutzungsrechte in der Anlagenbuchhaltung. Alternativ dazu kann der Eigentümer die gesamte Anlage in seiner Anlagerechnung führen und das Entgelt für die Nutzung wird ihm kostenmindernd und beim Nutzer als Aufwand berücksichtigt.

Die Schlüsselung einer Trafostation kann vom Prinzip her analog dem Schlüssel für ein Unterwerk durchgeführt werden.

4.3.4.2 Freileitung

Die Zuteilung der Kosten einer mehrsträngigen Freileitung auf die Partner erfolgt nach der prozentualen Nutzung (% der Übertragungskapazität) der Stromkreise und nicht nach dem Eigentum an Masten oder Stromkreisen.

Zuerst werden die Kosten pro Strang bzw. Netzebene, wie im Kapitel 4.3.2.2 "Freileitung" erläutert, bestimmt. Es ist von Vorteil in der Anlagenbuchhaltung die 100%-Anlage zu führen und die abgegebenen Nutzungsrechte (= passive Nutzungsrechte) durch die Multiplikation der Strangkosten (=Stromkreis) mit den prozentualen Anteilen der Partner zu errechnen.

4.3.4.3 Kabelleitung

Der Rohrblock einer Kabelleitung wird für die Verteilung der Kapitalkosten methodisch gleich behandelt wie das Trasse einer Freileitung. Ein Rohrblock wird vielfach auch von anderen Werken (Wasser, Gas etc.) und Dritten (Telefon, Fernsehen etc.) genutzt. Als Verteilschlüssel dienen die Querschnitte der genutzten Rohre. Dabei gelten Leerrohre auch als genutzt und sind bei der Verteilung der Kapitalkosten entsprechend zu berücksichtigen.

5. Indizes

5.1 Ausgangslage

Aufgrund unvollständiger historischer Investitionskosten müssen die Anschaffungswerte durch Rückindexierung aktueller Wiederbeschaffungspreise berechnet werden.

Für die Rückindexierung der aktuellen Wiederbeschaffungspreise zu synthetischen Anschaffungswerten stehen verschiedene Indizes zur Verfügung. Der schliesslich gewählte Index muss eine Vielzahl von Kriterien erfüllen. Die wichtigsten sind:

- **Kostenentwicklung:** der Index soll die Kostenentwicklung der Investitionen abbilden und somit vertretbare Resultate liefern
- **Konsistenz:** der Index soll Ergebnisse liefern, welche konsistent mit denjenigen von früheren Verfahren sind
- **Genauigkeit:** der Index soll soweit wie möglich der tatsächlichen, bzw. durchschnittlichen Kostenaufteilung entsprechen bezüglich Materialien, Bau, etc.

Die Vor- und Nachteile der zur Wahl stehenden Indizes wurden ermittelt. Der Index, welcher die aufgestellten Kriterien am besten erfüllt, wurde für die Rückindexierung der aktuellen Preise vorgeschlagen.

5.2 Vergleich der Indizes

Das Bundesamt für Statistik publiziert verschiedene Indexreihen. Einige dieser Einzelindizes sind anlagenspezifisch, andere decken entweder die Inlandproduktion (ohne Dienstleistungen), den Import (ohne Dienstleistungen) oder Inlandproduktion und Import ab.

Der Nachteil der Einzelindizes ist, dass diese erst ab 1993 oder sogar erst ab 1998 zur Verfügung stehen. Zusätzlich bilden gewisse Einzelindizes (z. B. Leitungen) einen Warenkorb ab, der nicht mit elektrischen Anlagen korrespondiert.

Bei der Bewertung per 2005 des Schweizer Übertragungsnetzes wurde die Rückindexierung mit dem Produzenten- und Importpreisindex durchgeführt. Diese Wahl wurde nach gründlicher Abwägung der Vor- und Nachteile der in Frage kommenden Indizes getroffen.

Der Produzenten- und Importpreisindex weist folgende Vorteile auf:

- lange Messreihe. Wird seit 1921 ermittelt (früherer Grosshandelpreisindex)
- beinhaltet relevante Indizes für bau- und elektrotechnische Produkte
- berücksichtigt die Inlandproduktion wie auch den Import
- beinhaltet die Produktivitätssteigerungen und die Lohnentwicklung
- die Entwicklung des Index über die Jahre ist relativ stabil (keine grossen Sprünge).

Verschiedene Einzelindizes, Mischindizes und der Produzenten- und Importpreisindex wurden benutzt, um den synthetischen Anschaffungswert einzelner Komponenten wie auch den synthetischen Anschaffungszeitwert aller Anlagen eines Elektrizitätswerks zu ermitteln. Gesamthaft betrachtet, lagen die mit dem Produzenten- und Importpreisindex ermittelten synthetischen Anschaffungszeitwerte der Netzanlagen der Elektrischen Energieversorgung in einer relativ kleinen Bandbreite.

5.3 Fazit

Die Rückindexierung der Wiederbeschaffungspreise mit dem Produzenten- und Importpreisindex weist eindeutige Vorteile auf:

- da eine lange Indexreihe vorhanden ist, kann die Rückindexierung mit einem einzigen Index durchgeführt werden, auch für sehr alte Anlagen
- der Index bildet die mittlere Teuerung der Anlagen der Netzbetreiber realitätsnah ab
- die Bewertung des ganzen Anlagevermögens eines Elektrizitätswerks führt zu guten Ergebnissen

5.4 Empfehlung

Auf der Basis der Ergebnisse der durchgeführten Analysen und in Anlehnung an die swissasset Studie für das Übertragungsnetz wird empfohlen, den Produzenten- und Importpreisindex (Gesamtangebot)⁸ für die Rückindexierung der aktuellen Wiederbeschaffungspreise sämtlicher Netzebenen anzuwenden. Darunter fallen alle für einen sicheren Betrieb eines elektrischen Netzes erforderlichen Elemente.

⁸ Die durchschnittlichen Jahreswerte ab 1926 können unter der Bezeichnung "Produzenten- und Importpreisindex (Gesamtangebot)" direkt beim BFS bezogen werden.

6. Umgang mit Netzkostenbeiträgen⁹

6.1 Anschlussbeiträge¹⁰ und Eigenleistungen in der Erstbewertung

6.1.1 Berücksichtigung der Anschlussbeiträge in der Erstbewertung

Für die Abschreibung der Anschlussbeiträge wird ein Mischwert aus den Elementen des Anschlusses resp. der vorliegenden Netzebenen (z.B. 30 Jahre) berechnet. Die Anschlussbeiträge müssen pro Netzebene erfasst werden.

Die Erhebung der Beiträge kann über eine jährliche Summe aus der Buchhaltung erfolgen, wenn diese Informationen vorhanden sind. Sind diese Informationen nicht vorhanden, können pro Anschlussobjekt über einen Einheitspreis die erhobenen Anschlussbeiträge nachgebildet werden.

6.1.2 Berücksichtigung Eigenleistungen in der Erstbewertung

Um die Erstaufnahme der Hausanschlüsse zu vereinfachen, kann eine durchschnittliche Grabenlänge und Kabellänge pro Hausanschluss geschätzt werden (individuelle Messungen sind zu aufwendig). Die Anzahl der Hausanschlüsse wird dann mit den durchschnittlichen Werten multipliziert. Die von dem Bauherrn erbrachte Eigenleistung (z.B. Graben) muss jeweils in Abzug gebracht werden. Für die durchschnittliche Hausanschlusslänge kann mittels Stichproben von Planungsunterlagen ein Einheitswert kalkuliert werden (beispielsweise 10 - 30 m). Gegebenenfalls kann mit dieser Methode auch ein Einheitswert kalkuliert werden.

6.1.3 Kostenbeiträge an den vorgelagerten Netzbetreiber

Kostenbeiträge an den Vorlieger sind anrechenbare Netzkosten. Diese Kosten können aktiviert werden und sollen in gleicher Weise abgeschrieben werden, wie dies bei den anderen Anlagen geschieht.

6.2 Erfassung der Anschlussbeiträge in der Anlagenbuchhaltung

6.2.1 Netzanschlussbeitrag

Der Netzanschluss wird in der Regel durch den Verteilnetzbetreiber erstellt und soll mit den im Netzbau üblichen Ansätzen verrechnet bzw. aktiviert werden. Idealerweise soll der Netzanschlussbeitrag gemäss "*Umsetzungshilfe Empfehlung Netzanschluss für Endkunden bis 36 kV*", Kap. 2.3 pauschalisiert werden. Die buchhalterische Behandlung der Netzanschlussbeiträge soll gemäss "*Empfehlung Netzanschluss für Endkunden bis 36 kV*" Kap. 5.9 umgesetzt werden.

⁹ Definition gem. NNMV 2007: Beitrag entsprechend der Beanspruchung des Verteilnetzes, ungeachtet, ob beim Netzanschluss Netzausbauten getätigt werden müssen oder nicht. Er deckt einen Teil der Grob- und Feinerschliessung ab.

¹⁰ Definition gem. NNMV 2007: Beitrag an die Aufwendungen für den Netzanschluss und allfällige Netzpassungen, welcher von Endverbrauchern und Erzeugern (inkl. Eigenerzeuger) zu entrichten ist. Er wird zusammen mit der Erstellung des Anschlusses fällig und ist unabhängig von der tatsächlichen Netznutzung.

6.2.2 Netzkostenbeitrag

Der Netzkostenbeitrag ist ein verursachergerechter Beitrag an das Verteilnetz des VNB. Im VSE Handbuch Kostenrechnung und im VSE Kostenrechnungsschema wird die Passivierung der Kostenbeiträge und die Zuschreibung über die technische Anlagennutzungsdauer empfohlen. Damit verläuft der Wertverzehr der Anlage gemäss der effektiven Anschaffungs-/Herstellkosten und die Zuschreibung des passivierten Betrages (negative Abschreibung) vermindert die Höhe der Abschreibungen. Der Saldo entspricht dem gebundenen Kapital.

6.2.3 Brutto- und Netto-Methode

Bruttomethode:

Die Werte der Investitionen und Anschlussbeiträge werden getrennt in der Anlagenbuchhaltung geführt.

Nettomethode:

Die Lösung "*Aktivierung der Investitionen reduziert um die Kostenbeiträge*" ist auch als "Netting" bekannt. Sie ist ebenfalls zulässig aber etwas weniger transparent und liefert aus Sicht der Anlagenrechnung kein vollständiges Bild.

Werden die Anschlussbeiträge bei der Netzbewertung mittels reduzierten Einheitswerten berücksichtigt, entspricht dies der Nettomethode. Werden die Anschlussbeiträge aus der bisherigen Anlagenbuchhaltung übernommen oder aus anderen Quellen (z. B. Finanzbuchhaltungsabschlüsse) rekonstruiert, entspricht dies der Bruttomethode.

Im Sinne der Transparenz empfehlen wir die Anwendung der Bruttomethode. Wenn bis anhin die Nettomethode angewendet wurde, bietet sich bei der erstmaligen Netzbewertung die Möglichkeit, die Bruttomethode abzubilden und weiterzuführen (siehe auch Kapitel 6.6 VSE Handbuch für das betriebliche Rechnungswesen).

6.3 Transparenz

Es existieren verschiedene Lösungen, auch aufgrund von kantonalen Regelungen (z. B. Verrechnung der Erschliessungskosten). Damit diese bei einem Vergleich der Netznutzungsentgelte berücksichtigt werden können, müssen die Anschlussbeiträge transparent ausgewiesen werden.

Beilage 1: Typisierung der Netzanlagen

Die VSE Arbeitsgruppe "Netzbewertung" hatte die Aufgabe, die Methodik einer Netzbewertung zu beschreiben. Dabei mussten auch die zu "bepreisenden" Komponenten/Objekte bestimmt werden. Eine Task Force "Preisbestimmung Netzbewertung", organisatorisch der Materialwirtschaftskommission des VSE angegliedert, wird so rasch als möglich die notwendigen Preisbandbreiten bestimmen. Dabei wird der Stand der Technik gemäss des in der StromVV genannten Jahres (Datum) angewendet. Als Basis zur Bestimmung der Wiederbeschaffungspreise dienen die in dieser Beilage aufgeführten Tabellen.

Typisierung Schaltanlagenfeld HS und MS

Nicht in die Einheitskosten eingerechnet sind:

- Kuppelfeld
- Schutz, Messung und Stationsleittechnik
- Feldleittechnik
- Betriebskosten
- Mehrkosten infolge Projektänderungen und Umweltauflagen
- Abbruchkosten bestehender Anlagen

Isolationsspannung des Materials (Um) [kV]	Art	Sammelschiene (SS) [Einfach/Doppelt]	Preis in [TCHF]	
			Primäranlagen ¹⁾	Bau ²⁾
245 ¹¹	GIS			
245 ¹²	AIS			
170	GIS			
170	AIS			
145	GIS			
145	AIS			
123	GIS			
123	AIS			
72.5	GIS			
72.5	AIS			
36	GIS			
36	AIS			
24	GIS			
24	AIS			

Tabelle 7: Schaltanlagenfeld (Einheit ist das Feld)

1) Primäranlage GIS/HIS:

- Komplettes GIS-Feld (Anteil Sammelschiene, Leistungsschalter, Trenner, Wandler etc.)
- Montage/Bauleitung und Engineering, Gebühren und Vergütungen im direkten Zusammenhang mit der Erstellung der Schaltanlage

1) Primäranlage AIS:

- Komplettes Schaltfeld inkl. aller Apparate (Pantographentrenner, Leistungsschalter, Linientrenner, Strom- und Spannungswandler für den Schutz, Ableiter)
- Anteil Sammelschiene
- Apparategerüste
- Montage/Bauleitung und Engineering

2) Bau (GIS, HIS und AIS):

Fundamente und Gerüste für die Apparate bei AIS (bei GIS Anlagen ist der Bauanteil in den Kosten für den Bau des Schaltanlagengebäudes enthalten)

¹¹ Für die 245-kV-Felder der NE 2 werden die Einheitswerte aus der NE 1 übernommen.

¹² Siehe Fussnote 11

Typisierung Gebäude und Hilfseinrichtungen

Komponente	Typ/Art	Einheit	Preis	Bemerkung
Schaltanlagen-Gebäude	Leichtbau	m3		Kabelkeller, Stahlbau
SA-Gebäude	konventionell	m3		Kabelkeller, Hochbau gemauert
Betriebsgebäude	Leichtbau	m3		Stahlbau
Betriebsgebäude	konventionell	m3		Hochbau gemauert
Haustechnik	normal	m3		Konv. Gebäudeheizung, Brandmeldeanlage
Haustechnik	komplex	m3		Wärmepumpen, Gebäudeheizung mit Trafoabwärme
Eigenbedarf	einfach	Feld		NS-Verteiler, 1 DC System
Eigenbedarf	normal	Feld		dito + USV Ablage, 2. DC System, 1 EB Trafo
Eigenbedarf	komplex	Feld		dito + 2 NS-Verteiler, 3. und 4. DC System, Dieselanlage
Rundsteuerung		Zelle		

Tabelle 8: Gebäude und Hilfseinrichtungen

Typisierung Sekundärtechnik Schaltanlage/Unterwerk

Komponente	Spannung	Typ/Art	Einheit	Preis [TCHF]	Bemerkung
Schutz	HS		Feld		
	MS		Feld		
Messung 1)	HS		Feld		
	MS		Feld		
Feldleittechnik	HS	Relaistechn.	Feld		Fest verdrahtete Installationstechn.
		Numerisch	Feld		Bus-System
	MS	Relaistechn.	Feld		Fest verdrahtete Installationstechn.
		Numerisch	Feld		Bus-System
Stationsleittechnik	HS	Relaistechn.	Feld		Fest verdrahtete Installationstechn.
		Numerisch	Feld		Bus-System
	MS	Relaistechn.	Feld		Fest verdrahtete Installationstechn.
		Numerisch	Feld		Bus-System

Tabelle 9: Sekundärtechnik Schaltanlage/Unterwerk

¹⁾ Messung: ab Wandlerklemmen

Typisierung Leistungstransformator

Nicht in den Einheitskosten inbegriffen sind:

- Betriebskosten
- Pfählungen, Bodenstabilisierungen, Behebung von Altlasten
- Abbruch und Entsorgung alter Transformatoren

U1/U2 [kV]	Art	Scheinleistung (Sn) [MVA]	Preis [TCHF]		
			Trafo ¹⁾	Infrastruktur ²⁾	Bau ³⁾
220 / HS	1ph	160			
220 / HS	3ph	160			
220 / HS	3ph	125			
220 / HS	1ph	100			
220 / HS	3ph	100			
220 / HS	3ph	80			
220 / HS	3ph	40			
220/HS/MS	3ph	160/160/5			
HS/MS/MS	3ph	50/50/25			
HS / MS	3ph	40			
HS / MS	3ph	15 – 25			
Drossel X					
Drossel X/R					

Tabelle 10: Leistungstransformatoren

¹⁾ **Trafo:**

- Trafo
- Transport, Montage, Bauleitung und Engineering (Projektierung, Inbetriebsetzung, Gebühren)

2) **Infrastruktur:**

- Abspannportale
- Seilverbindungen inkl. Klemmen
- Ableiter inkl. Zähler
- HHS/HS/MS Kabelanlagen inkl. Zubehör
- Steuerung Transformator
- Anschlussschrank für Ölaufbereitungsanlage
- Erdungssystem inkl. Abnahmemessungen
- Montage, Bauleitung und Engineering (Projektierung, Inbetriebsetzung, Gebühren)

3) **Bau:**

- Trafowanne inkl. Ölauffangsystem
- Gleisanlage inkl. Abladeplatz
- Brandschutzwand/-box
- Ablade-/Montageplatz inkl. Einrichtungen

Typisierung Freileitungs-Trasse

Nicht in den Einheitskosten inbegriffen sind:

- Betriebskosten
- Mehrkosten infolge Projektänderungen/-verzögerungen und Umweltauflagen
- Ausgleichsmassnahmen
- Sonderinvestitionen, wie Gerüste für Autobahn-, Bahn-, Fluss und Strassenquerungen
- Abbruchkosten bestehender Leitungen

Nennspannung [kV]	Mast Typ	Auslegung für Anzahl Stränge (1, 2, 3 oder 4)	Geländeindex ¹⁾ (1, 2 oder 3)	Trasse ²⁾ [TCHF/km]
170	SM			
170	BM			
145	SM			
145	BM			
123	SM			
123	BM			
72.5	SM			
72.5	BM			
72.5	HM			
36	BM			
36	HM			
24	BM			
24	HM			
0.4	BM			
0.4	HM			

Tabelle 11: Tragwerk

1) **Geländeindex:**

In der Netzebene 1 ist für die Leitungen ein Geländeindex definiert. Da auf verschiedenen Trasseabschnitten Leitungsstränge von mehreren Netzebenen verlaufen, ist es vorteilhaft, auch für die anderen Netzebenen mindestens die gleichen drei Geländeindizes zu definieren:

1 = Mittelland (Faktor 1); 2= Voralpen (Faktor 1,1); 3 = Alpen (Faktor 1,3)

2) **Trasse:**

- Masten inkl. Montage
- Fundamente inkl. Vergütung von Kulturschäden
- Erschliessung
- Bodenerdung
- Bauleitung und Engineering (enthält sämtliche Projektierungskosten (Eigen- und Fremdleistungen), Rechterwerb, Gebühren und Vergütungen im direkten Zusammenhang mit der Erstellung)

Typisierung Stromkreis

Querschnitt pro Strang [mm ²]	Material (Ad, Al, Cu)	TCHF/Strangkilometer		
		HS ¹⁾	MS ¹⁾	NS ²⁾
400				
300				
185 / 240				
95 / 150				
50				
Leiterdraht (5 - 8 mm Ø)				
Luftkabel				

Tabelle 12: Stromkreis

1) HS/MS:

- Leiterseil
- Isolatoren
- Ausleger
- Montage, Bauleitung und Engineering
- Gerüste über Strassen, Bahnen und dergleichen
- Armaturen

2) NS:

- Isolatoren bzw. Aufhängung
- Montage, Bauleitung und Engineering

Typisierung Erdseil

Querschnitt	Preis TCHF/km

Tabelle 13: Erdseil

Bei Erdseilen mit LWL (ESLI) bzw. Erdseilen mit Koaxialkabel (ESKO) wird nur der Stahlteil bewertet.

Typisierung Kabelrohrblock

Die kostentreibenden Faktoren sind die Überdeckung und die Breite des Kabelrohrblockes. Der Gesamtpreis einer Kabelleitung, d.h. Kabel und anteilige Trasseekosten, wird zu 60-70 % von den Trasseekosten bestimmt. Die Anzahl der Schutzrohre ist nicht relevant. Die Angaben gelten für einen Kabelrohrblock ohne Fernwärme-, Trink- oder Abwasserrohre.

Kosten der Überdeckung	Breite [m]	Trassee ¹⁾ [CHF/m]	Beispiel
Tief			Wiese, Acker gepflügt, geerntet
Mittel			Wald, Mergelweg
Hoch			Gemeindestrasse, Trottoir, Privatstrasse (Asphalt), Unterstossung
sehr hoch			Kantonsstrasse, Autobahn, Fels

Tabelle 14: Kabelrohrblock

Die Aufteilung der Kabelrohrblockkosten auf die Netzebenen kann nach den genutzten Schutzrohr-Querschnitten und auf die Gesellschaften, welche das Schutzrohr nutzen, aufgeteilt werden, analog einer Gemeinschaftsanlage oder -leitung (siehe Abschnitt Gemeinschaftsanlage).

¹⁾ Trassee:

- Tiefbau inkl. Rohreinlagen
- Schachtbauten (Anteile)
- Rekultivierung Trassee (Abgeltung von Land- und Kulturschäden)
- Erschliessungskosten
- Erdungsanlage
- Bauleitung und Engineering (enthält sämtliche Projektierungskosten (Eigen- und Fremdleistungen), Rechterwerb, Gebühren und Vergütungen im direkten Zusammenhang mit der Erstellung)

Typisierung Kabel

Isolierung [kV]	Art ²⁾	Querschnitt [mm ²]	Material (Al, Cu)	Preis ¹⁾ [TCHF/m]
110	1-LK	3 x 630		
	1-LK	2 x (3x240)		
	1-LK	3 x 540		
65 / 50	1-LK	3 x 240		
MS	3-LK	3 x 240		
	3-LK	3 x 150		
	3-LK	3 x 95		
	3-LK	3 x 50		
	3-LK	3 x 25		
NS		300		
		240		
		150		
		95		
		50		
		25		
		16		

Tabelle 15: Kabel

²⁾ **Legende:** 1-LK/3-LK = Einleiterkabel/Dreileiterkabel

¹⁾ **Preis:**

- Inkl. Muffen und Endverschlüsse, eindeutig zugehörige Komponenten, wie Überspannungsableiter, Armaturen und Traggerüste und Fundamente
- Montageaufwand
- Bauleitung und Engineering (enthält sämtliche Projektierungskosten (Eigen- und Fremdleistungen), Gebühren und Vergütungen im direkten Zusammenhang mit dem Kabel)

Maststation

Spannung	Bauart	Material	Preis ¹⁾ [TCHF]	Bemerkung
MS	Mit 1 Mast			NE 5
MS	Mit 2 Mast			NE 5

Tabelle 16: Maststation

1) Preis:

- Montageaufwand
- Fundamente inkl. Vergütung von Kulturschäden
- Erschliessungskosten
- Bodenerdung
- Bauleitung und Engineering (enthält sämtliche Projektierungskosten (Eigen- und Fremdleistungen), Rechterwerb, Gebühren und Vergütungen im direkten Zusammenhang mit der Erstellung)

Typisierung Kabelverteilkabine

Grösse	Nutzbreite ¹⁾ [cm]	Vorschacht [mit/ohne]	Preis [TCHF]
klein	- 80		
mittel	>80 - 150		
gross	> 150		

Tabelle 17: Kabelverteilkabine

1) Nutzbreite:

Die Nutzbreite ist die dem EVU zur Verfügung stehende Breite.

Typisierung Muffen- und Zugschacht

Aufwändige Bauwerke werden hier bewertet. Die Abgrenzung zum Objekt Kabel wird von jedem EVU fallweise vorgenommen.

Grösse	Preis [TCHF]	Bemerkung
klein		MS
mittel		MS/HS
gross		HS

Tabelle 18: Muffen- und Zugschacht

Typisierung Trafostation

Die Trafostation wird „schlüsselfertig“, d.h. inklusive Gebäude mit MS-Schaltern, Niederspannungsverteilung, Engineering und Infrastruktur für den Transformator aber ohne Transformator bewertet. Die Grösse der Trafostation wird im wesentlichen durch die Nennleistung der Transformatoren bestimmt.

Bei gemischt genutzten Trafostationen (EVU/MS-Kunde) dürfen nur die sich im Eigentum des EVU befindlichen Komponenten bewertet werden. Die Bewertung allfälliger Dienstbarkeiten erfolgt gemäss Kapitel 4.2.

Grösse	Trafo	Anz. Trafo	Bedienbar (innen, aussen)	[TCHF]
mini	< 160 kVA			
klein	>=160 < 400 kVA			
mittel	400 – 800 kVA			
gross	> 1000 kVA			

Tabelle 19: Trafostation

Typisierung Rundsteuersendeanlage

Spannung	Preis
MS	
NS	

Tabelle 20: Rundsteuersendeanlage

Typisierung Verteiltransformator

Die Kosten gelten ohne die Bereitstellung der Infrastruktur für den Transformator, jedoch mit Montage.

U1/U2 [kV]	Scheinleistung [kVA]	Isoliermedium	Preis [TCHF]
MS / NS	<=100		
MS / NS	160		
MS / NS	250		
MS / NS	400		
MS / NS	630		
MS / NS	1000		

Tabelle 21: Verteiltransformator

Typisierung Schaltstelle und -kabine

Grösse	Abgänge	Preis [TCHF]	
		Schaltstelle	Schaltkabine
klein	bis 3		
mittel	>3 - 6		
gross	>6		

Tabelle 22: Schaltstelle und -kabine

Typisierung Hausanschluss

Die Anschlussbeiträge sind in den Einheitskosten nicht enthalten. Für die Aktivierung sind die Eigentums Grenzen zu berücksichtigen.

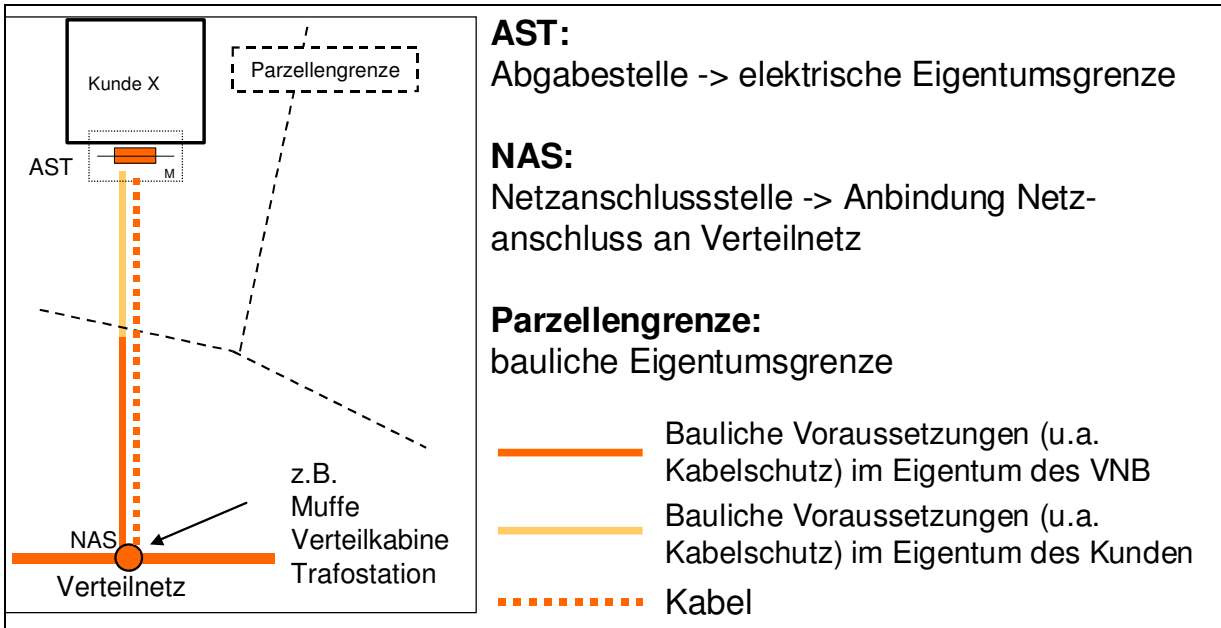


Abbildung 6: Netzanschluss¹³

Die Länge der Anschlussleitung wird ab der Netzanschlussstelle (NAS) gemessen.

Komponente	Länge [m]	Preis [TCHF]
Anschlusskasten		
Kabel		siehe oben
Freileitung		

Tabelle 23: Hausanschluss

¹³ Begriffsdefinitionen wurden aus dem Distribution Code, Ausgabe 2006 übernommen.

Typisierung Netzdokumentation

Dokumentenart	Spannung	Preis/Stk. [TCHF]
Werkplan	HS	
	MS	
	NS	
Schema	HS	
	MS	
	NS	

Tabelle 24: Netzdokumentation

Typisierung Kundenmessung

Komponente	Bauart	Preis [TCHF]
Zähler	mechanisch	
	elektronisch	
Rundsteuerempfänger		

Tabelle 25: Kundenmessung

Beilage 2: Prozess Netzbewertung mit Einheitswerten

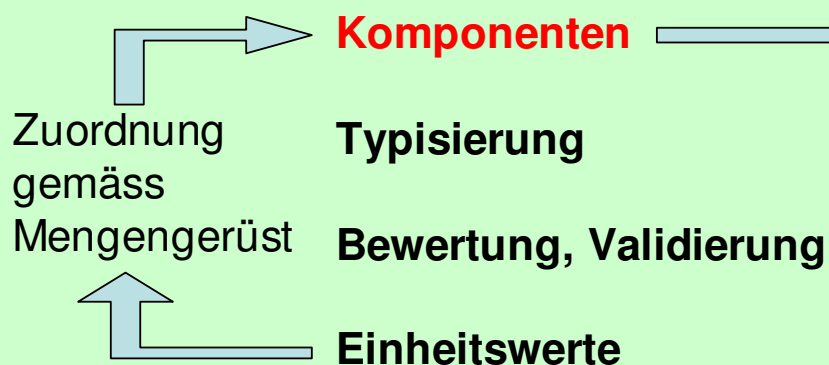
Gliederungsbeispiel Anlagebuchhaltung

Geschäftsbereich (z.B. Strom, Wasser, Abwasser, Wärme, ...)

- Standort (z.B. UW Lachmatt, Pratteln)
- Objekt (z.B. 50-kV-Schaltanlage)
- **Komponente** (z.B. Primärtechnik Schaltfeld)

Die Komponente besteht nur noch aus Elementen gleicher Nutzungsdauer. Sie kann in mehreren Netzebenen Kapitalkosten generieren.

Ablauf Netzbewertung



Die **Aufschlüsselung der Kapitalkosten** auf die Netzebenen kann in einem zweiten Schritt (evtl. sogar in einem separaten Tool ausserhalb der Anlagenbuchhaltung) erfolgen.

Beilage 3: Unterschiedliche Wertansätze

Beispiel zum Umgang mit unterschiedlichen Wertansätzen

Anschaffung eines Anlagegutes zu 1'000, Berücksichtigung als Unterhalt in der FIBU, Aktivierung in der BEBU und in der Kalkulation 2, Ansatz von unterschiedlichen Abschreibungen (BEBU: Nutzungsdauer 5 Jahre, Kalkulation 2: Nutzungsdauer von 10 Jahren) und unterschiedlichen Zinssätzen (FIBU: Zinsaufwand gemäss effektiven Fremdkapitalkosten, BEBU: Kalkulatorischer Zins von 5%, Kalkulation 2: Zinsaufwand von 10% auf Basis Anschaffungswert).

Geschäftsfall	A) FIBU	B) Kalkulation 1 (BEBU)	C) Kalkulation 2 (Netzbewertung)
Anschaffungswert	0	1'000	1'000
Differenz zu A)		1'000	1'000
Abschreibungen	0	-200	-100
<i>Differenz zu A)</i>		<i>-200</i>	<i>-100</i>
Zinsaufwand	-5	-50	-100
<i>Differenz zu A)</i>		<i>-45</i>	<i>-95</i>
Anschaffungszeitwert (nach 1 Jahr)	0	800	900
Erfolg (Gewinn, Verlust gemäss Erfolgsrechnung)	-1'005	-250	-200
<i>Differenz zu A)</i>		<i>755</i>	<i>805</i>

Tabelle 26: Umgang mit unterschiedlichen Wertansätzen

Das Beispiel zeigt auf, dass es unabhängig von der Behandlung in der FIBU bzw. auf Grund steuerlicher Optimierung sehr wichtig ist, den Anschaffungswert eines aus kalkulatorischer bzw. betriebswirtschaftlicher Sicht aktivierungsfähigen Anlagengutes zu erfassen: Ein transparentes Aufzeigen von unterschiedlichen Abschreibungs- und Zinskosten ist ansonsten praktisch nicht möglich.

Glossar

AIS	Luftisolierte Schaltanlage (Air-Insulated Switchgear)
all-in Einheitskosten	Kosten eines Objektes inkl. der Komponentenpreise. Da die Komponenten meist verschiedene Abschreibungszeiten haben, sind diese Kosten nur für Abschätzungen und Vergleiche anwendbar.
ANR	Aktives Nutzungsrecht d.h. in der Anlagenbuchhaltung ist ein Nutzungsrecht an einem fremden Netzelement mit den anteiligen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten aktiviert
AW	Anschaffungswert
AZW	Anschaffungszeitwert, d.h. AW abzüglich aller kumulierter Abschreibungen bis zum Zeitpunkt X.
BEBU	Betriebsbuchhaltung
BM	Betonmast
EiCom	Elektrizitätskommission (Regulator)
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
FIBU	Finanzbuchhaltung
Gemeinschaftsanlage (Eigentümer)	Anlage, welche von mehreren Eigentümern genutzt wird.(z.B. Gemmleitung, evtl. einfache Gesellschaft)
Gemeinschaftsanlage (NE/SE)	Anlage, welche mehrere Netzebenen betrifft/umfasst bzw. auf mehrere Netzebenen verteilt werden muss. (z.B. Gebäude einer Unterstation)
GIS	Gasisolierte Schaltanlage (Gas-Insulated Switchgear)
hAW	Historischer Anschaffungswert (belegbar bzw. real verfügbar, z.B. aus der Anlagenbuchhaltung oder Projektabrechnungen)
hAZW	Historischer Anschaffungszeitwert
HIK	Hausinstallationskontrolle
HIS	Hybridisolierte Schaltanlage (Hybrid-Insulated Switchgear)
HM	Holzmast
HöS bzw. HHS	Höchstspannung (220/380 kV, NE 1)
HS	Hochspannung (>36 kV bis 220 kV, NE 2 und 3))
IAS	International Accounting Standards
IFRS	International Financial Reporting Standards (Internationale Rechnungslegungsvorschriften)
Kapitalkosten	Zinsen und Abschreibungen
Komponente	Eine Komponente ist Teil eines Systems bzw. in diesem Papier Teil

	eines Objektes. Sämtliche Bestandteile einer Komponente haben die gleiche Abschreibungsdauer
KoRe	Kostenrechnung
MS	Mittelspannung (> 1 kV bis 36 kV, NE 4 und 5)
NE	Netzebene
Netzelement	Schaltfeld, Transformator oder Leitungsstrang (Frei- oder Kabelleitung)
NS	Niederspannung (bis 1 kV, NE 6 und 7)
Nutzfeld	Leitungsfeld, Trafefeld, Generatorfeld, Reservefeld voll- oder teilweise ausgebaut
Objekt	Besteht aus mindestens einer Komponente
PNR	Passives Nutzungsrecht d.h. der Eigentümer einer Anlage gibt für gewisse Netzelemente Nutzungsrechte an einen Partner ab. Das führt entweder zu einer Aufwandminderung oder die entsprechenden anteiligen Erstellungskosten werden in der Anlagenbuchhaltung passiviert.
SA	Schaltanlage
sAW	Synthetischer Anschaffungswert (aus der Rückindexierung oder auch "kalkulatorischer" Anschaffungswert. Ist Vergleichbar mit real verfügbaren Werten)
sAZW	Synthetischer Anschaffungszeitwert
SE	Spannungsebene
SM	Stahlmast (keine Unterscheidung der Masttypen)
SS	Sammelschiene
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VVGK	Vertriebs- und Verwaltungsgemeinkosten
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)