



Entgelte für regionale und überregionale Zonen

Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz

Version 2.7

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	4
1 Grundprinzipien	5
2 Systemgrenzen der regionalen Netze	6
2.1 Abgrenzung zwischen dem regionalen Netz und dem Transitgas-Leitungssystem.....	6
2.2 Abgrenzung gegenüber dem lokalen Netz.....	6
2.3 Abgrenzung gegenüber Kundenanlagen.....	7
2.4 Abgrenzung der Zonen	7
3 Kostenermittlung für die Netznutzung regional	9
3.1 Abgrenzung der Kostenbasis	9
3.1.1 Abgrenzung zwischen Finanz- und Kostenrechnung.....	9
3.1.2 Zeitliche Abgrenzung.....	10
3.1.3 Abgrenzung von Marktleistungen und Kostenbeiträgen.....	12
3.1.4 Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern	12
3.2 Anrechenbare Kosten.....	13
3.2.1 Bestimmung des Bruttoanlagevermögens.....	13
3.2.2 Kalkulatorische Zinsen.....	14
3.2.3 Kalkulatorische Abschreibungen	14
3.2.4 Einlage in zweckgebundene Investitionsreserve.....	15
3.2.5 Die Einlage in die zweckgebundene Investitionsreserve ist nach Massgabe der Regelung mit dem Preisüberwacher ab 01.01.2015 Bestandteil der anrechenbaren Netzkosten. Betriebskosten.....	15
3.2.6 Abwicklungs-, Vertriebs- und Verwaltungskosten	17
3.2.7 Deckungsdifferenzen aus Vorjahren	18
3.2.8 Steuern.....	18
4 Ermittlung des Netznutzungsentgelts für regionale Zonen	19
4.1 Entgelt der regionalen Zonen für die Transportkapazität	19
4.2 Ermittlung des spezifischen Entgelts für Transportkapazität für regionale Zonen.....	19
4.2.1 Kalkulation.....	19
4.2.2 Verrechnung.....	20
5 Weitere Preise in den regionalen Zonen	21
5.1 Netzstabilitätspreise im Zusammenhang mit dem Bilanzausgleich.....	21
5.2 Preis für Eigenverbrauch, Verluste und Messdifferenzen	22
5.3 Preis für Abrechnung Leitungspufferstand am Ende einer Periode.....	23
5.4 Renominationsgebühr	23
5.5 Odoriermittel.....	23
6 Entgelte der überregionalen Zone	24
6.1 Abgrenzung der relevanten Kosten für die überregionale Netznutzung.....	24

6.2	Kostenermittlung für die überregionale Netznutzung.....	24
6.3	Ermittlung der spezifischen distanzabhängigen Kosten für Transportkapazität.....	25
6.4	Ermittlung des spezifischen Entgelts pro Ausspeisezone	25
6.5	Renominationsgebühren	25
A	Anhang.....	27
A.1	Abschreibungsdauern.....	27
A.2	Kalkulatorische Berechnung von Ertragssteuern.....	29
A.3	Methode zur Berechnung der Netzstabilitätspreise	30

Vorwort

Erste Grundsätze für die Berechnung der Netzbenutzungsentgelte (NBE Regional) wurden schon im Rahmen der Transportkoordinations-Vereinbarung (TK-V) auf Stufe regionale Transportleistungen zwischen den einzelnen Regionalgesellschaften und SWISSGAS im April 2003 aufgestellt und verabschiedet.

Im Zuge der Erarbeitung der Verbändevereinbarung wurden die Grundsätze auf Grundlage von Erkenntnissen aus den letzten Jahren und der Diskussion, welche zwischen der Industrie und der Gaswirtschaft zwecks einer Verbändevereinbarung geführt wurden, überarbeitet. Gleichzeitig wurden die Grundsätze um die weiteren Preise gemäss den Allgemeinen Netzbedingungen (ANB) sowie um die Grundsätze der Berechnung der überregionalen Netzentgelte der SWISSGAS von Transitgas (NNE überregional) erweitert. Dieses erarbeitete Dokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ wurde integrierender Bestandteil der Verbändevereinbarung, welche im Juni 2012 von der GV des VSG formal genehmigt wurde und per 01.10.2012 in Kraft getreten ist.

Mit der aktuellen Version der „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ wurden die Ergebnisse der einvernehmlichen Regelung mit dem Preisüberwacher vom Oktober 2014 aufgenommen und integriert.

Dieses Dokument wird vom VR SWISSGAS in Kraft gesetzt und soll integrierender Bestandteil der aktuell gültigen Verbändevereinbarung sein.

1 Grundprinzipien

Für die Entgelte der regionalen und überregionalen Zonen gelten folgende Grundprinzipien:

- **Unbundling:** Der Betrieb eines regionalen oder überregionalen Erdgasnetzes ist von anderen Aktivitäten (insbesondere vom Erdgashandel) so zu trennen, so dass die dem Netzbetrieb zurechenbaren Kosten und Erträge einwandfrei ermittelt werden können.
- **Transparenz:** Netzbetreiber kommunizieren die Entgelte den Netzkunden und stellen die Überprüfbarkeit der Kalkulationsgrundlagen sicher.
- **Diskriminierungsfreiheit:** Dritte und bestehende Lieferanten werden mit den gleichen Kosten der Netznutzung belastet.
- **Briefmarkenprinzip in den regionalen Zonen:** Die Transportentgelte in den regionalen Zonen sind vertragswege-, transaktions- und distanzunabhängig.
- **Ausspeisezonen im überregionalen Netz:** Die Transportentgelte für das überregionale Transportsystem werden pro Ausspeisezone ermittelt.
- **Verhältnismässigkeit:** Der Zusatzaufwand des Systems soll, im Sinne einer effizienten Abwicklung der Netznutzung im Interesse der Kunden, so gering wie möglich gehalten werden.
- **Unternehmerische Freiheit:** Die regionalen Netzbetreiber sind in der Wahl der Rechtsform, der Struktur und der Organisation frei. Die in diesem Dokument beschriebenen Berechnungsgrundlagen schränken diese Freiheit nur soweit ein, als es für das korrekte Funktionieren des Systems erforderlich ist.

2 Systemgrenzen der regionalen Netze

Die regionalen Netze umfassen die Anlagen der SWISSGAS und der regionalen Gesellschaften mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck über 5 bar, die für die regionale Versorgung relevant sind. Nicht zum regionalen Netz gehören die Speicheranlagen.

Die Eigentums Grenzen können von den Systemgrenzen abweichen.

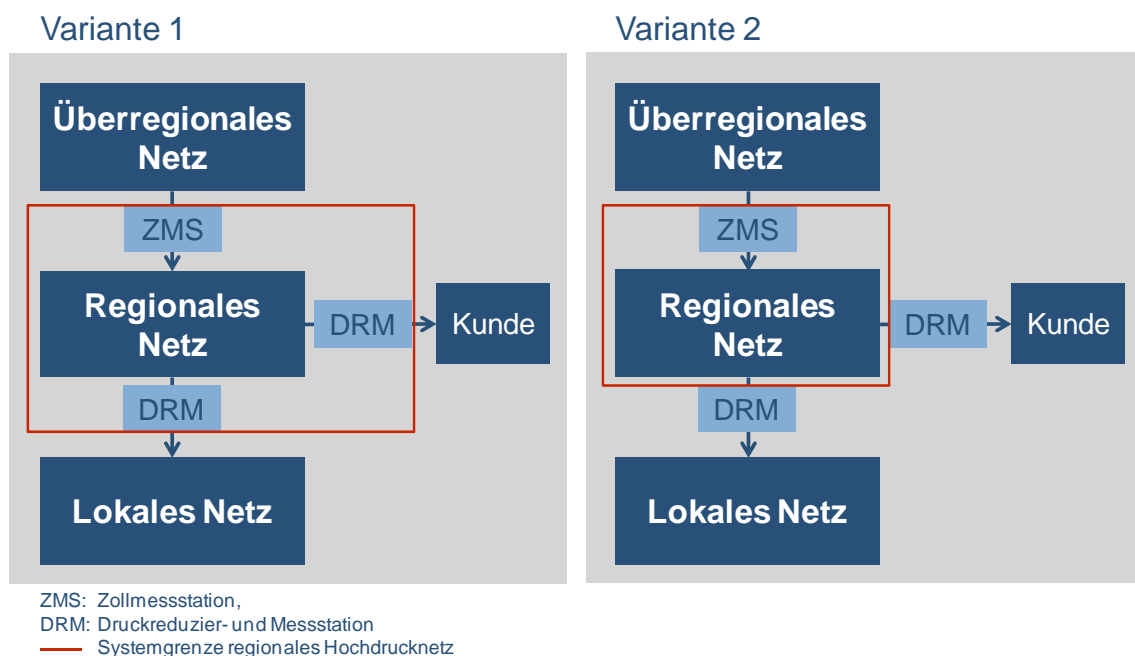
2.1 Abgrenzung zwischen dem regionalen Netz und dem Transitgas-Leitungssystem

Gegenüber dem überregionalen Leistungssystem von Transitgas liegt die Systemgrenze der regionalen Hochdrucknetze vor dem jeweiligen eingangsseitigen Feuerschieber der Zollmessstationen.

2.2 Abgrenzung gegenüber dem lokalen Netz

Gegenüber den lokalen Netzen liegt die Systemgrenze der regionalen Hochdrucknetze bei den DRM-Stationen. Innerhalb einer Zone ist die Systemgrenze entweder am Eingang oder am Ausgang der DRM-Stationen zu ziehen.

Abbildung 1 Systemgrenzen des regionalen Hochdrucknetzes



Die Systemgrenzen können von den Eigentums Grenzen abweichen und sind innerhalb einer Regionalzone einheitlich zu gestalten.

Die Zuordnung der DRM-Stationen zum regionalen Netz (innerhalb Systemgrenzen NNE Regional) oder zum lokalen Netz bzw. Kunden (ausserhalb Systemgrenzen NNE Regional) muss innerhalb einer Zone einheitlich vorgenommen werden. Die beiden Varianten sind in Abbildung 1 schematisch dargestellt.

2.3 Abgrenzung gegenüber Kundenanlagen

Abgrenzungen gegenüber Anlagen der direkt an das regionale Netz angeschlossenen Endverbraucher sind so vorzunehmen, dass eine Doppelbelastung der Endverbraucher ausgeschlossen ist. Die diesbezüglichen Modalitäten werden je nach Systemabgrenzung innerhalb jeder Zone festgelegt.

2.4 Abgrenzung der Zonen

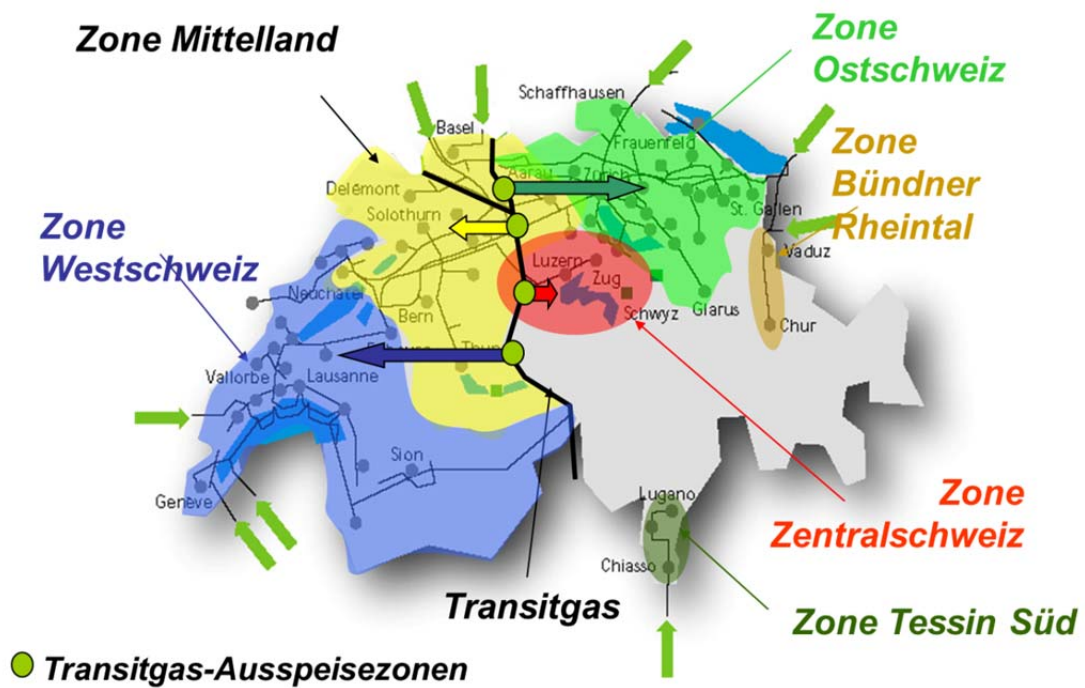
Die regionalen Netze der Schweiz sind in sechs Zonen aufgeteilt:

- Zone Ostschweiz,
- Zone Mittelland,
- Zone Westschweiz,
- Zone Zentralschweiz,
- Zone Tessin Süd und
- Zone Bündner Rheintal.

Die relevanten Kosten der SWISSGAS-Anlagen werden den Zonen Ostschweiz, Mittelland, Westschweiz und Zentralschweiz gemäss dem zwischen Regionalgesellschaften und SWISSGAS vereinbarten Verteilschlüssel belastet. Die relevanten Aufwendungen des UNIGAZ-Leitungssystems werden gemäss den vertraglichen Abmachungen zwischen GVM und GAZNAT den Regionen Westschweiz und Mittelland belastet.

Die Zonen Tessin Süd und Bündner Rheintal sind mit keiner anderen Schweizer Zonen physisch verbunden.

Abbildung 2 Zonen



Die Abbildung zeigt die Zonen der regionalen Netze und die Ausspeisезonen von Transitgas.

Quelle: SWISSGAS

3 Kostenermittlung für die Netznutzung regional

Die anrechenbaren Kosten für das NNE Regional sind von den Kosten des Gashandels und den Kosten übriger Aktivitäten getrennt auszuweisen.

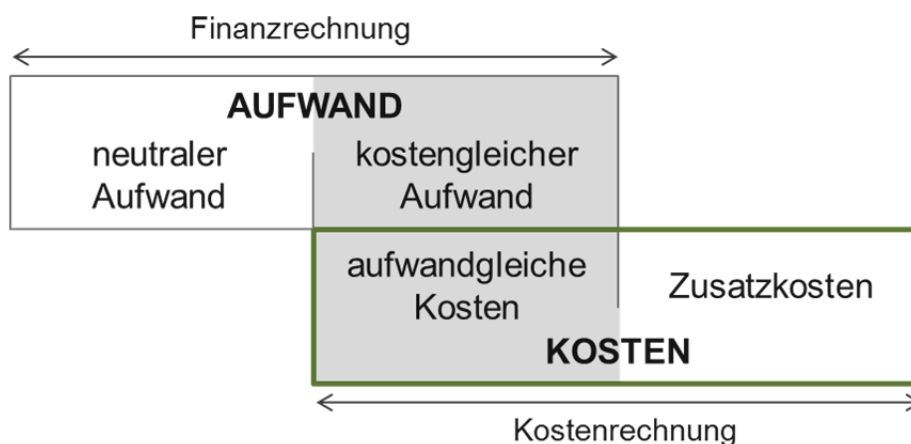
3.1 Abgrenzung der Kostenbasis

Die anrechenbaren Kosten sind innerhalb der jeweiligen Systemgrenzen zu bestimmen und ergeben sich unabhängig von den Eigentumsverhältnissen.

3.1.1 Abgrenzung zwischen Finanz- und Kostenrechnung

Die anrechenbaren Kosten müssen transparent hergeleitet werden. Zu diesem Zweck wird empfohlen, eine Kostenrechnung für das regionale Gasnetz zu führen. Bei der Herleitung der Kosten aus der Aufwandsrechnung ist zu beachten, dass zwischen Finanz- und Kostenrechnung i. d. R. Unterschiede bestehen. Die Vereinbarung zu den Kalkulationsgrundlagen der NNE Regional bezieht sich auf die kostenbasierte Berechnung der Entgelte und beinhaltet keine Vorschriften zur Gestaltung der Finanzrechnung. Das Ausmass der Unterschiede zwischen Kosten- und Finanzrechnung ergibt sich unternehmensindividuell (vgl. Abbildung 3 und Abbildung 4).

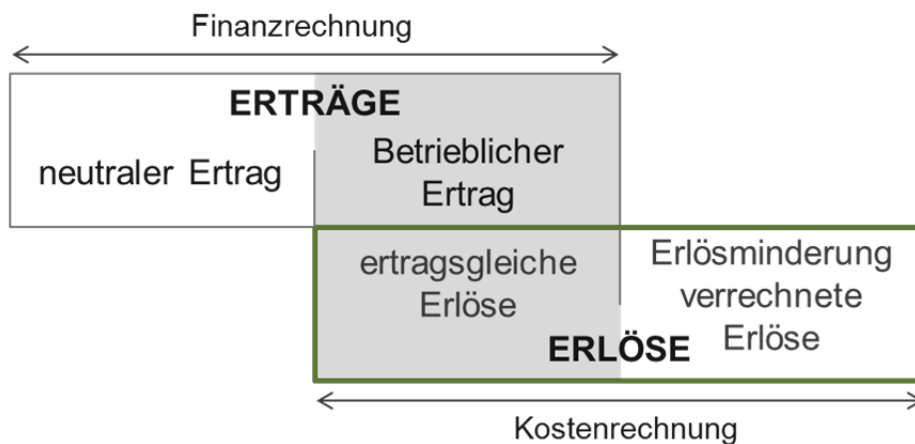
Abbildung 3 Abgrenzung der Kosten gegenüber dem Finanzaufwand



- bilanzielle Abschreibungen
- tatsächl. Fremdkapitalzinsen
- betriebsfremder Aufwand
- ausserordentlicher betrieblicher Aufwand
- tatsächliche Steuern
- kalkulatorische Abschreibungen
- kalkulatorische Zinsen
- kalkulatorische Steuern

Quelle: In Anlehnung an das Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz KRSV – CH, Ausgabe 2009 (www.strom.ch)

Abbildung 4 Abgrenzung der Erlöse gegenüber den Finanzerträgen



- Zinsen Finanzanlagen, soweit nicht betriebsbedingt
- Dividenden, soweit nicht betriebsbedingt
- Betriebsfremder Ertrag
- Ausserordentlicher Ertrag

Quelle: In Anlehnung an das Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz KRSV – CH, Ausgabe 2009 (www.strom.ch)

3.1.2 Zeitliche Abgrenzung

Kostenbasis für die Ermittlung des NNE Regional sind vorkalkulierte Kosten (Planwerte).

Deckungsdifferenzen (Überschüsse/Defizite), die sich nach Abschluss einer Verrechnungsperiode ergeben, sind auf die Kostenbasis zukünftiger Verrechnungsperioden vorzutragen. Ein Ausgleich über mehrere (z. B. drei) Jahre ist möglich. Es ist keine Nachverrechnung vorzusehen, d. h. es gibt keine Rückerstattung oder Nachverrechnung für bereits entrichtete Entgelte aufgrund der Nachkalkulation.

Deckungsdifferenzen ergeben sich vor allem aus Abweichungen zwischen der geplanten und der tatsächlich verrechneten Menge und aus Abweichungen zwischen Plankosten und tatsächlichen Kosten. Weitere Abweichungen können sich ergeben, wenn kostenwirksame Sondereffekte nicht in voller Höhe in einer Kalkulationsperiode erfasst werden sollen, um starke Schwankungen der NNE Regional im Zeitablauf zu glätten. Durch den Ausgleich der Differenzen zwischen den Erlösen aus Netznutzungsentgelten und den anrechenbaren Kosten für die Netznutzung im Zuge der Nachkalkulation ist gewährleistet, dass die Netznutzungsentgelte kostenbasiert sind.

Zur Berechnung der Deckungsdifferenzen wird ein Vergleich der tatsächlichen anrechenbaren Kosten (IST-Kosten) mit den realisierten Erlösen aus Netznutzungsentgelten (IST-Erlöse) einer Kalkulationsperiode vorgenommen, sobald die relevanten Daten dem regionalen Netzbetreiber vorliegen. Die IST-Erlöse ergeben sich aus den verrechneten Kapazitäten (Nm^3/h). Die IST-

Kosten ergeben sich analog der Plankosten, jedoch nach Abschluss des Geschäftsjahres. In der Regel können die Deckungsdifferenzen eines Geschäftsjahres ab dem übernächsten Geschäftsjahr in die Kostenkalkulation einfließen.

Netznutzungsentgelte Regional werden jeweils zum 31. Juli eines Jahres für das nächste Gasjahr (1. Oktober eines Jahres bis 30. September des Folgejahres) publiziert. Für Unternehmen, deren Geschäftsjahr dem Gasjahr entspricht, ist die Nachkalkulationsperiode kongruent zum Publikationszeitraum des Netznutzungsentgelts. Für Unternehmen, deren Geschäftsjahr dem Kalenderjahr entspricht, ist die Nachkalkulationsperiode um drei Monate zum Publikationszeitraum des Netznutzungsentgelts versetzt, d. h. sie beginnt am 1. Januar des folgenden Kalenderjahres. Für Deckungsdifferenzen werden Rückstellungen gebildet. Diese werden in der Regel in der übernächsten Periode aufgelöst. Unter Berücksichtigung der Stabilität der Netznutzungsentgelte können sie über mehrere Perioden aufgelöst werden.

Die erste Nachkalkulation nach Inkrafttreten des vorliegenden Dokuments wird von Regionalgesellschaften mit Kalkulationsperiode Kalenderjahr Anfang 2014 durchgeführt, für Regionalgesellschaften mit Gasjahr im Herbst 2013.

In Abbildung 5 ist der zeitliche Ablauf der Kalkulation und der Nachkalkulation schematisch dargestellt, wenn das Geschäftsjahr dem Kalenderjahr entspricht. Abbildung 6 zeigt den Ablauf, wenn das Geschäftsjahr dem Gasjahr entspricht.

Abbildung 5 Kalkulation und Nachkalkulation auf Basis Kalenderjahr

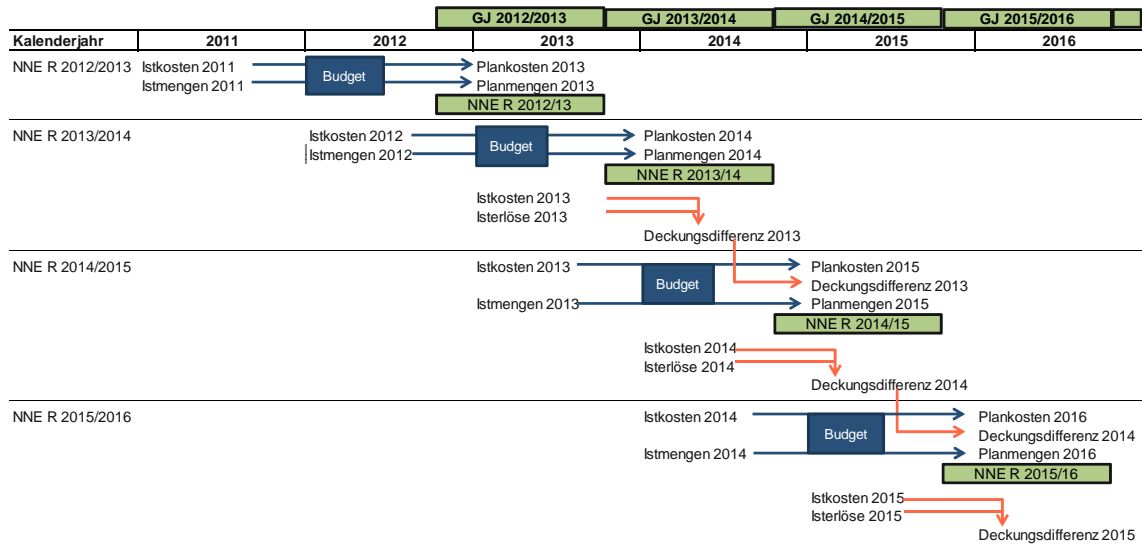
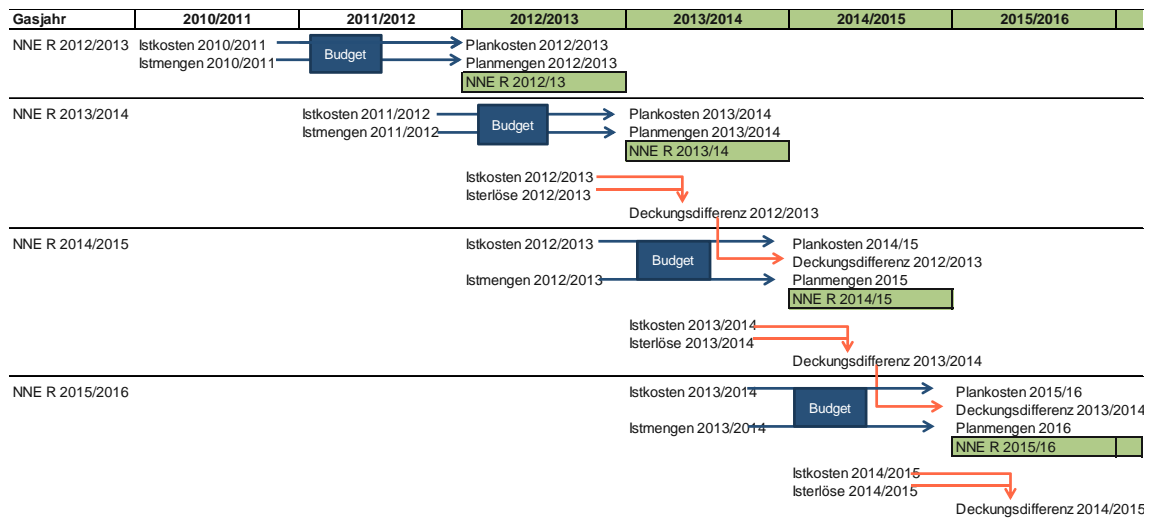


Abbildung 6 Kalkulation und Nachkalkulation auf Basis Gasjahr



3.1.3 Abgrenzung von Marktleistungen und Kostenbeiträgen

Leistungen, die über die Standardleistungen hinausgehen, werden bei Inanspruchnahme separat als Marktleistungen verrechnet. Eine Quersubventionierung der am Markt erbrachten Leistungen durch das NNE Regional ist auszuschliessen.

Die Kostenbasis für das NNE Regional enthält nur die Kosten für Standardleistungen, die für den Netzbetrieb erforderlich sind und den Kunden oder Dritten nicht direkt in Rechnung gestellt wurden. Entsprechend sind Erlöse, die mit Ressourcen erwirtschaftet werden, die im Rahmen der Kostenrechnung dem Netz zugeordnet sind, von der Kostenbasis in Abzug zu bringen. Dazu gehören bspw. Erlöse der Regionalgesellschaften aus Netzdienstleistungen für Dritte, intern verrechnete Leistungen oder Erlöse aus Versicherungsleistungen.

Fallen Kostenbeiträge im Zusammenhang mit der Erstellung von Anlagen an, können diese über die Nutzungsdauer der Anlagen bzw. Vertragsdauer abgeschrieben werden.

3.1.4 Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern

Das NNE Regional basiert auf den Kosten, die für Transporte innerhalb der in jeder Zone definierten Systemgrenzen anfallen. Dies gilt für die laufenden Kosten und für die kalkulatorischen Kapitalkosten. Weichen die Eigentumsverhältnisse oder die Wahrnehmung des Netzbetriebs von den Systemgrenzen ab, werden die Kosten direkt zwischen Netzbetreibern verrechnet. Diese Ausgleichszahlungen erhöhen die Kostenbasis des Netzbetreibers, der die Leistung bezieht bzw. die Anlage in seinem Netz nutzt. Die Kostenbasis des Netzbetreibers, der die Leistung erbringt bzw. die Anlage bereitstellt, vermindert sich entsprechend. Ausgleichszahlungen können zwischen regionalem Netzbetreiber und lokalem Netzbetreiber, zwischen regionalen Netzbetreibern oder zwischen regionalem und überregionalem Netzbetreiber anfallen.

3.2 Anrechenbare Kosten

Kostenbasis für das NNE Regional sind die Kosten der vorzuhaltenden Transportkapazität inkl. der standardmässigen Systemdienstleistungen.

Die anrechenbaren Kosten umfassen:

- Kalkulatorische Zinsen,
- Kalkulatorische Abschreibungen,
- Betriebskosten,
- Abwicklungs-, Vertriebs- und Verwaltungskosten,
- Deckungsdifferenzen aus Vorjahren,
- Steuern.

Gesetzliche Abgaben und Beiträge (z. B. Mineralölsteuer, Pflichtbeiträge für Erdgasverbraucher) sind nicht im Netznutzungsentgelt enthalten.

Die folgenden Abschnitte enthalten Erläuterungen zur Ermittlung und Abgrenzung der einzelnen anrechenbaren Kostengruppen. Vorab wird die Bewertungsmethode, die der Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten zu Grunde liegt, erläutert.

3.2.1 Bestimmung des Bruttoanlagevermögens

Anlagenrechnung

Zur Bestimmung des Bruttoanlagevermögens ist eine Anlagenrechnung zu führen, in der die Anlagen nach Anlagenklassen und Aktivierungszeitpunkt so geführt werden, wie dies zur Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten erforderlich ist. Aktiviert werden Neuanlagen mit einer überjährigen Nutzung in der Regel ab CHF 10'000. Dazu zählen auch Umlegungen und Erneuerungen. Wurden bei der Erstellung der Anlagen Kostenbeiträge von Dritten geleistet, werden sie dem Bruttoanlagevermögen als Gutschrift gegengerechnet bzw. passiviert.

Bewertungsmethode

Wertbasis des Bruttoanlagevermögens und damit für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen sind ab dem 01.01.2015 Anschaffungs- und Herstellkosten (im Folgenden Anschaffungswerte) der bestehenden Anlagen..

Können die Anschaffungswerte für bestehende Anlagen ausnahmsweise nicht mehr festgestellt werden, so sind sie wie folgt zu berechnen: Die bestehenden Wiederbeschaffungswerte werden transparent mit sachgerechten, offiziell ausgewiesenen Preisindizes auf den Anschaffungs- bzw. Herstellzeitpunkt zurückgerechnet.

3.2.2 Kalkulatorische Zinsen

Die kalkulatorischen Zinsen werden auf Basis des betriebsnotwendigen Vermögens und des kalkulatorischen Zinssatzes bestimmt.

Betriebsnotwendiges Vermögen

Zum betriebsnotwendigen Vermögen gehören:

- Anschaffungsrestwert des Bruttoanlagevermögens abzüglich Kostenbeiträge
- Anlagen im Bau
- Betriebsnotwendiges Nettoumlaufvermögen inkl. zweckgebundene Investitionsreserve

Das Vorgehen zur Ermittlung des Bruttoanlagevermögens ist in Abschnitt 3.2.1 beschrieben.

Die Zinskosten der für die Investitionen notwendigen Finanzmittel können als Verzinsung von Anlagen im Bau angerechnet werden.

Die Verzinsung des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens sichert die Liquidität, welche zur Erfüllung der aktuellen und zukünftigen Transportaufgaben vorgehalten werden muss. Liegt eine entbündelte Finanzrechnung vor, kann das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen direkt daraus abgeleitet werden. Alternativ kann das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen mit einer vereinfachenden Methode ermittelt werden. Dabei umfasst die Verzinsungsbasis einen angemessenen Anteil des Netzerlöses (i. d. R. das Total der anrechenbaren Kosten/Netzerlöse geteilt durch 12 multipliziert mit der Häufigkeit der Rechnungsstellung in Monaten) sowie die geäußerte zweckgebundene Investitionsreserve. Letztere ergibt sich in Folge der einvernehmlichen Regelung mit der Preisüberwachung.¹ Das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen wird als Teil des betriebsnotwendigen Vermögens mit dem WACC verzinst.

Kalkulatorischer Zinssatz

Zur Verzinsung des eingesetzten Kapitals wird während der Dauer der einvernehmlichen Regelung mit der Preisüberwachung ab 01.01.2015 mit einem einheitlichen gewichteten Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital, WACC) von 4.9 % gerechnet.

3.2.3 Kalkulatorische Abschreibungen

Die Abschreibung erfolgt über die Nutzungsdauer linear vom Anschaffungswert.

¹ Die Umstellung von den Wiederbeschaffungswerten auf Anschaffungswerte zum 01.01.2015 in der Bewertungsbasis sowie die spezifische, historische Situation der HD-Gasnetzbetreiber wird im Zuge der einvernehmlichen Regelung mit der Preisüberwachung mit der Bildung einer zweckgebundenen Investitionsreserve berücksichtigt. Die zweckgebundenen Mittel können nicht ausgeschüttet, jedoch für Investitionen ins HD-Erdgasnetz verwendet werden. Die Kapitalkosten der Investitionen, welche aus dieser Investitionsreserve finanziert werden, stellen anrechenbare Kosten dar.

Die Nutzungsdauer wird bestimmt durch natürlichen oder technischen Verschleiss, wirtschaftliche Überholung oder Fristablauf (z. B. Konzessionen, Betriebsbewilligungen oder Vertragsdauer). Die durchschnittlichen Nutzungsdauern der einzelnen Anlagengruppen für regionale und überregionale Netze sind im Anhang in Abschnitt A.1 aufgelistet. Von diesen Werten kann in begründeten Fällen abgewichen werden. Eine rückwirkende Differenzierung zwischen Rohrleitungen und Schieberstationen sowie eine Abgrenzung der Komponenten innerhalb von Stationen ist aus Gründen der Vereinfachung nicht zwingend, wenn die entsprechenden historischen Anschaffungswerte nur summarisch vorliegen.

3.2.4 Einlage in zweckgebundene Investitionsreserve

3.2.5 Die Einlage in die zweckgebundene Investitionsreserve ist nach Massgabe der Regelung mit dem Preisüberwacher ab 01.01.2015 Bestandteil der anrechenbaren Netzkosten. Betriebskosten

Die Betriebskosten umfassen Fremd- und Eigenleistungen. Eigenleistungen, die bei der Erstellung von Anlagen anfallen und mit diesen aktiviert werden, fliessen nicht in die Betriebskosten ein bzw. müssen als Kostenminderungen behandelt werden, wenn sie in den Betriebskosten enthalten sind.²

Kosten für Betrieb und Instandhaltung

Die Kosten für Betrieb und Instandhaltung fallen in der Regel unmittelbar im Netzbereich an. Wenn sie nicht im Netzbereich anfallen, können sie mithilfe von Schlüsseln bestimmt werden. Diese Schlüssel können je nach Regionalgesellschaft bzw. SWISSGAS unterschiedlich ausfallen und müssen transparent nachvollziehbar und sachgerecht sein. Folgende nicht abschliessende Auflistung enthält die wesentlichen Positionen der Betriebs- und Instandhaltungskosten. Die Positionen dienen der Orientierung bei der Kostenabgrenzung, müssen aber für die Erbringung von Kostennachweisen nicht einzeln abgegrenzt werden.

- Führung des Netzes unter Einhaltung der Umwelt- und Sicherheitsvorschriften, die für die Netzqualität und Sicherheit notwendig sind; Netzkontrolle,
- Betriebliche Messung, Übermittlung, Aufbereitung, Auslösung von Funktionen des Netzbetriebs,
- Überwachung der Beschaffenheit des eingespeisten Erdgases,
- Ausgleichsmassnahmen zur Erhaltung der Netzstabilität,
- Überwachung und Steuerung des Gasflusses im Netz,

² Stundensätze für Eigenleistungen können dem KBOB folgen:
<http://www.bbl.admin.ch/kbob/00493/00502/01090/index.html?lang=de>

- Betriebsfunk,
- Safety-Management, Qualitätssicherung und Planung,
- Durchführung von Risikoanalysen,
- Nicht aktivierbare Leistungen (werterhaltend) umfassend Material, Fremdleistungen und Eigenleistungen,
- Qualitätssicherung für Erstellung der Arbeitsunterlagen, Durchführung der Zertifizierung, Schulung des Personals und Überwachung der Einhaltung der Vorschriften,
- Strategische und operative Netzplanung,
- Unternehmens- und Netzüberwachung durch die Behörde (ERI), (Planvorlagen, Safety-Audits, Abnahme von Anlagen, Safety-Standards),
- Inspektion,
- Wartung,
- Instandsetzung,
- Reparaturen,
- Rückbau³
- Bauüberwachung und Trasseekontrollen,
- Störungsbehebung inkl. Pikettdienst,
- Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern,
- Energie- und Wasserkosten

Im überregionalen Netz sind unter den Kosten für Betrieb und Instandhaltung auch die Kosten für Kompressorengas zu berücksichtigen.

Diverse anrechenbare Kosten

Die folgenden Positionen fallen in diese Kategorie, wenn sie direkt dem Netzbereich zurechenbar sind. Auch begründete anteilmässige Zuordnungen sind möglich:

- Mieten, Baurechtszinsen, Kulturschäden, Leasinggebühren,
- Durchleitungsrechte, Entschädigung für die Zurverfügungstellung von Nutzungsrechten an einer fremden Sache,

³ Kosten für den Rückbau sind in dem Zeitraum aufwandswirksam, in dem sie anfallen, sofern sie nicht aktiviert bzw. Rückstellungen für den Rückbau gebildet wurden. Die Bildung von Rückstellung für den Rückbau mittels Aktivierung oder über den laufenden Aufwand ist nur dann vorzusehen, wenn zum Zeitpunkt der Aktivierung bzw. der Bildung der Rückstellung eine ausdrücklich rechtliche oder faktische Verpflichtung zum Rückbau besteht und die Kosten in Ihrer Höhe schätzbar sind.

- Zuteilbare Beratungs- und Projektierungskosten,
- Zuteilbare Sachversicherung: Sachversicherungen für Betriebshaftpflicht, Maschinenschaden, Feuer- und Elementarschaden (Gebäude und Fahrhabe), Diebstahl, Wasserschäden, Betriebsunterbrechung, Fahrzeuge, allgemeine technische Anlagen (EDV, Modelle etc.).

3.2.6 Abwicklungs-, Vertriebs- und Verwaltungskosten

Wenn Vertriebs- und Verwaltungskosten im Netzbereich anfallen, diesem aber nicht direkt zuweisbar sind, können sie mithilfe von Schlüsseln bestimmt werden. Diese Schlüssel können je nach Regionalgesellschaft bzw. SWISSGAS unterschiedlich ausfallen und müssen transparent nachvollziehbar und sachgerecht sein. Abwicklungs-, Vertriebs- und Verwaltungskosten sind Kosten für

- Geschäftsleitung,
- Rechnungswesen,
- Controlling,
- Personalwesen,
- Rechtsdienst,
- Revisionsstelle,
- Gremien (VA, VR, WL),
- nicht direkt zuteilbare Informatikkosten, Raumkosten,
- Gebühren für Bewilligungen,
- Interessenvertretung im Netzbereich (insbes. Verbandsbeiträge⁴),
- mit den Netzaktivitäten zusammenhängenden Marketing- und Vertriebskosten,
- Kosten für die Abrechnung.

Marketingkosten werden zu einem Teil auf das Netz geschlüsselt, weil Marketingmassnahmen die Netzauslastung erhöhen und damit die Netznutzungsentgelte für sämtliche Netzkunden vergünstigen können.

⁴ Dazu gehören insbesondere die statutarischen Beiträge an den SVGW und den VSG. Separat verrechnete Dienstleistungen werden nur dann dem Netzbereich zugerechnet, wenn sie diesem zu Gute kommen.

3.2.7 *Deckungsdifferenzen aus Vorjahren*

Deckungsdifferenzen aus Kosten- und Mengenabweichungen werden in die Kostenberechnung ab der übernächsten Periode eingerechnet.

3.2.8 *Steuern*

Die Ertragssteuern werden als kalkulatorischer Wert bestimmt. Das Vorgehen ist im Anhang in Abschnitt A.2 beschrieben.

4 Ermittlung des Netznutzungsentgelts für regionale Zonen

4.1 Entgelt der regionalen Zonen für die Transportkapazität

Das Netznutzungsentgelt NNE Regional für die Transporte innerhalb einer regionalen Zone wird als Entgelt für die vertraglich vereinbarte maximale Transportkapazität inkl. der standardmässigen Systemdienstleistungen in CHF/(Nm³/h) festgelegt.

Mit dem Entgelt für die vertraglich vereinbarte maximale Transportkapazität wird die Vorhaltung dieser Kapazität im Leitungsnetz im Sinne eines distanzunabhängigen Entgelts entschädigt.

Der Leistungsumfang für den Netzkunden ist in den Allgemeinen Netzbedingungen (ANB) näher beschrieben.

4.2 Ermittlung des spezifischen Entgelts für Transportkapazität für regionale Zonen

4.2.1 Kalkulation

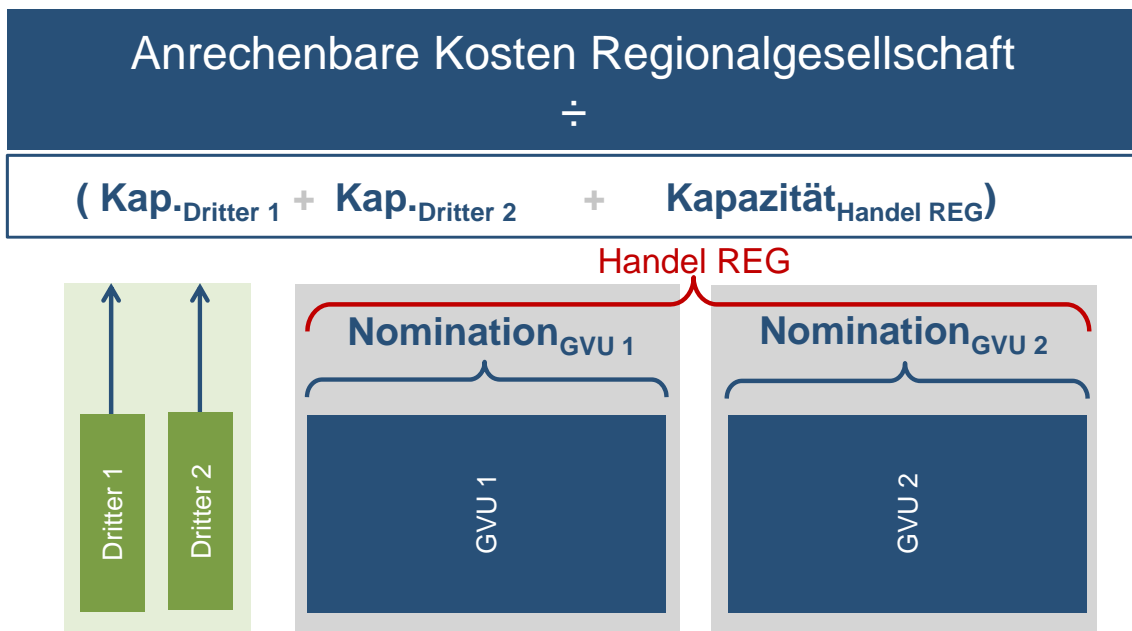
Für die Ermittlung der spezifischen Entgelte ist die Transportkapazität relevant, welche in der Region durch die Lieferung der Regionalgesellschaft an lokale Gasversorgungsunternehmen (GVU) und durch Dritte benötigt wird. Für die Berechnung der Kapazität wird der Durchschnitt der an den Ausspeisestationen zeitgleich gemessenen maximalen Stundenmengen (eines Jahres) der letzten drei Jahre verwendet. Erwartete Änderungen der Kapazitäten können berücksichtigt werden.

Für die Ermittlung des spezifischen Entgelts werden die gesamten anrechenbaren Jahreskosten (vgl. Kapitel 3) einer Region durch die Transportkapazität der Lieferung der Regionalgesellschaft an lokale GVU zuzüglich der Transportkapazität der Dritten geteilt. Ergebnis ist das NNE Regional der entsprechenden Zone in CHF/(Nm³/h).

$$\text{spezifisches Entgelt} = \frac{\text{Anrechenbare Kosten}}{(\text{Kapazität Handel Regionalgesellschaft} + \text{Kapazität Dritter})}$$

In Abbildung 7 ist das Vorgehen zur Berechnung des spezifischen Entgelts schematisch dargestellt. In die Entgeltkalkulation (Divisor der anrechenbaren Kosten) fliessen die Kapazitäten, welche von den Regionalgesellschaften in ihrer Eigenschaft als Lieferant an GVU benötigt werden (Kapazität_{Handel REG}), und die Kapazitäten der Dritten (Kap._{Dritter 1} + Kap._{Dritter 2}) ein.

Abbildung 7 Berechnungsschema spezifisches Entgelt



4.2.2 Verrechnung

Die Regionalgesellschaften belastet allen Nutzern des regionalen Netzes das gleiche Netznutzungsentgelt. Das Preiselement bezieht sich auf die gebuchte Transportkapazität der Regionalgesellschaft für die Lieferung an GVU und die gebuchte Transportkapazität der Dritten. Sind die gebuchten Kapazitäten nicht verfügbar, kann analog wie bei der Berechnung des spezifischen Entgelts auf die gemessenen Kapazitäten zurückgegriffen werden.

Die Netznutzungsentgelte werden entsprechend dem Handel der Regionalgesellschaft und den Dritten verrechnet. Alternativ kann das Entgelt, welches dem Handel der Regionalgesellschaft zur Belieferung der GVU in Rechnung gestellt wird, direkt den GVU verrechnet werden. Den GVU muss dabei insgesamt der gleiche Betrag verrechnet werden, der für die Netznutzung durch den Handel der Regionalgesellschaft anfällt.

5 Weitere Preise in den regionalen Zonen

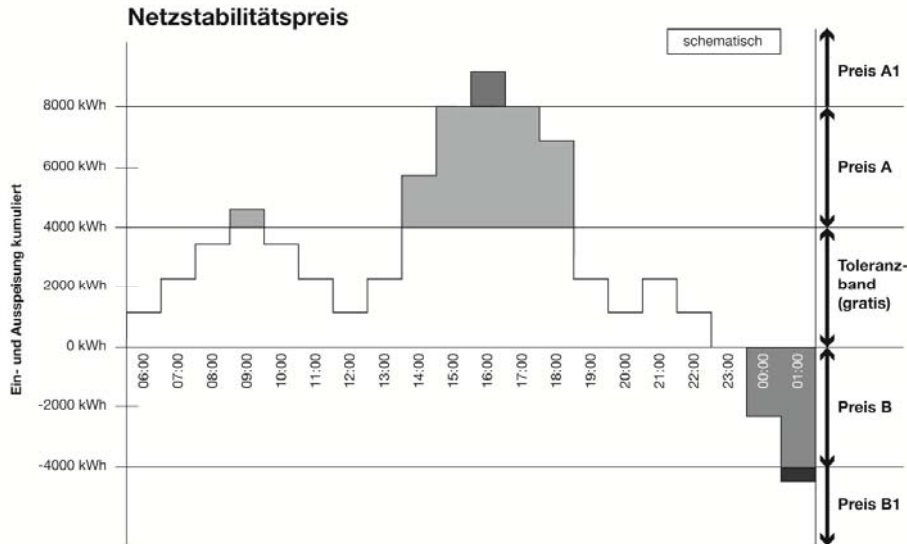
Im Zusammenhang mit der Netznutzung fallen neben dem NNE Regional folgende weiteren Preise an:

- Netzstabilitätspreise im Zusammenhang mit dem Bilanzausgleich,
- Preis für Eigenverbrauch, Verluste und Messdifferenzen ,
- Preis für Abrechnung Leitungspufferstand am Ende einer Periode,
- Renominationsgebühr,
- Preis für Odoriermittel.

5.1 Netzstabilitätspreise im Zusammenhang mit dem Bilanzausgleich

Zur Erleichterung der Anpassung an nicht planbare Lastschwankungen wird ein Toleranzband für den Bilanzausgleich gewährt, dessen stündliche Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisemengen unentgeltlich sind. Falls die Einspeisemengen die Ausspeisemengen in einem Masse übersteigen, dass der Netzkunde das ihm zugestandene Toleranzband überschreitet (Überschreitung), hat er für die während eines Monats aufsummierten Überschreitungsmengen dem regionalen Netzbetreiber den Preis A pro Energieeinheit (kWh) und Dauer der Überschreitung (h) zu bezahlen. Falls der Netzkunde das ihm zugestandene Toleranzband unterschreitet (Unterschreitung), hat er für die während eines Monats aufsummierten Unterschreitungsmengen dem regionalen Netzbetreiber den Preis B pro Energieeinheit (kWh) und Dauer der Unterschreitung (h) zu bezahlen. Im Falle einer doppelten Überschreitung des Toleranzbandes kommt der Preis A1 zur Anwendung. Bei einer Unterschreitung um das Toleranzband kommt der Preis B1 zur Anwendung (vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8 Ermittlung der Über- und Unterschreitungsmengen des Toleranzbandes



Die Höhe des Netzstabilitätspreises ist abhängig vom spezifischen Toleranzband in $\text{Nm}^3/(\text{Nm}^3/\text{h})$ in der Region. Die Preise in $\text{Rp}/(\text{kWh}\times\text{h})$ enthalten eine Arbeits- und eine Leistungskomponente. Das Toleranzband ergibt sich aus dem Leitungspuffer dividiert durch die zeitgleich gemessenen maximalen Stundenmengen (eines Jahres) der letzten drei Jahre.⁵

5.2 Preis für Eigenverbrauch, Verluste und Messdifferenzen

Das Erdgas zur Deckung des Eigenverbrauchs, Verlusten und Messdifferenzen wird dem Netzkunden mit 0.15% der transportierten Mengen zum Preis C separat belastet. Der Preis C wird im Netznutzungsvertrag festgelegt.

Preis C: $0.0015 \times (\text{EEX NCG Natural Gas Month Futures}^6 \text{ in Rp./kWh} + 0.3 \text{ Rp./kWh})$

Zusätzlich sind für diese Erdgasmengen die CO_2 -Abgaben und Mineralölsteuer separat auf der Rechnung auszuweisen.

⁵ Der nutzbare Leitungspuffer wird mittels statischen Netzsimulationen in Anlehnung an das Arbeitsblatt DVGW G 2000 (November 2011) des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches DVGW berechnet.

⁶ Umrechnung in CHF mit Monatsmittelwert des letzten Transportmonats gemäss Veröffentlichung der Schweizerischen Nationalbank.

5.3 Preis für Abrechnung Leitungspufferstand am Ende einer Periode

Die Leitungspufferdifferenzen zwischen Ende und Beginn der Vertragsperiode werden zum Preis D ausgeglichen.

Preis D: EEX NCG Natural Gas Month Futures⁷ in Rp./kWh + 0.3 Rp./kWh

Zusätzlich sind für diese Erdgasmengen die CO₂-Abgaben und Mineralölsteuer separat auf der Rechnung auszuweisen.

5.4 Renominationsgebühr

Netzkunden erhalten 60 unentgeltliche Renominationen im Monat; Bilanzgruppen erhalten 120 unentgeltliche Renominationen im Monat. Der Kunde kann die Ausübung dieser Renominationen während eines Kalendermonats frei wählen.

Die Renominationsgebühr ab der 61. Renomination beträgt für die Stufe Regional 100 CHF/Renomination.

5.5 Odoriermittel

Das Odoriermittel wird, falls odoriert werden muss, zu Selbstkosten separat verrechnet. Der Preis wird im Netznutzungsvertrag festgelegt.

⁷ Umrechnung in CHF mit Monatsmittelwert des letzten Transportmonats gemäss Veröffentlichung der Schweizerischen Nationalbank.

6 Entgelte der überregionalen Zone

Die überregionale Zone umfasst den der regionalen Zone vorgelagerten Transport auf dem Transitgassystem. Die Kapazität des Transitgassystems ist von den beiden Aktionären FluxSwiss und SWISSGAS gepachtet. Die Kapazität der FluxSwiss dient in erster Linie dem Transit, diejenige der SWISSGAS dem Transport in die Schweiz zu den vier regionalen Zonen Ostschweiz, Mittelland, Westschweiz und Zentralschweiz. Jede regionale Zone wird über eine separate Ausspeisezone bedient. In diesem Kapitel wird die Berechnung der Entgelte für den Transport von einem Einspeisepunkt ins Transitgassystem zur jeweiligen Ausspeisezone beschrieben. Es gelten grundsätzlich die gleichen Berechnungsmethoden wie für die Entgelte der regionalen Zonen.

Abweichungen ergeben sich aus den technischen und ökonomischen Unterschieden des überregionalen Transports im Vergleich zum regionalen Transport und sind im Folgenden aufgeführt.

6.1 Abgrenzung der relevanten Kosten für die überregionale Netznutzung

Für die Entgeltermittlung der überregionalen Zone werden die anteiligen Kosten der SWISSGAS am Transitgas-System (Transitgaskosten) sowie die Kosten für die durch SWISSGAS bereitgestellten standardmässigen Systemdienstleistungen (im Wesentlichen sind das Vertragsanbahnung, Abwicklung und Abrechnung) berücksichtigt. Die eingangsseitigen Feuerschieber der Zollmessstationen der SWISSGAS bilden die Systemgrenze zur regionalen Zone.

6.2 Kostenermittlung für die überregionale Netznutzung

Für die Kostenermittlung gelten sinngemäss die gleichen Grundsätze wie für die regionalen Zonen. Vorbehalten sind Abweichungen bei der Bestimmung der branchenspezifischen Komponenten des kalkulatorischen Zinssatzes aufgrund von unterschiedlichen Risikoeinschätzungen für überregionale Transportnetze im Vergleich zu regionalen Transportnetzen. Der SWISSGAS-Anteil der Transitgaskosten ist gemäss ihrer distanzabhängigen Kapazität der einzelnen Abschnitte des Transitgassystems zu bestimmen. Die Kosten der standardmässigen Dienstleistungen sind separat, gemäss den gleichen Grundsätzen wie für die regionalen Zonen zu bestimmen.

Die so ermittelten Transitgaskosten, welche durch SWISSGAS zu tragen sind, werden gemäss dem Verhältnis der distanzabhängigen Kapazität auf Transitnutzung und überregionale Nutzung aufgeteilt.

6.3 Ermittlung der spezifischen distanzabhängigen Kosten für Transportkapazität

Die spezifischen distanzabhängigen Kosten für überregionale Netznutzung in CHF/(Nm³/h×km) ergeben sich durch Division der Kosten für die überregionale Netznutzung durch die von SWISSGAS genutzte Inlandkapazität von Transitgas, die sich aus den ausgespiessenen Mengen unter Berücksichtigung der Distanz ergibt.

6.4 Ermittlung des spezifischen Entgelts pro Ausspeisezone

Zur Ermittlung des spezifischen Entgelts einer Ausspeisezone in CHF/(Nm³/h) wird einerseits die kapazitätsgewichtete mittlere Entfernung der Ausspeisestellen einer regionalen Zone (vgl. Tabelle 1) mit den spezifischen distanzabhängigen Kosten in CHF/(Nm³/h×km) multipliziert. Die mittlere Entfernung der Ausspeisestelle wird auf Basis der durch den regionalen Netzbetreiber festgelegten maximalen Kapazitäten der einzelnen Entnahmestellen berechnet.

Andererseits werden die Kosten für die Systemdienstleistungen nach verursachergerechten Kriterien auf die Netzkunden der überregionalen Zone verteilt und in ein spezifisches Entgelt in CHF/(Nm³/h) umgerechnet. Das spezifische Entgelt einer Ausspeisezone wird durch Addition der beiden spezifischen Kosten ermittelt.

Tabelle 1 Mittlere Distanzen der regionalen Ausspeisezonen ab Wallbach/Oltingue/Griespass (2012)

Kapazitätsgewichtete mittlere Entfernung in km ⁸			
Regionale Ausspeisezone	Ab Wallbach	Ab Oltingue	Ab Griespass
EGO	24.00	74.67	140.54
GVM	47.89	25.80	116.65
EGZ	70.85	96.58	93.69
Gaznat	85.18	110.91	79.37

Quelle: SWISSGAS

6.5 Renominationsgebühren

Im Zusammenhang mit der Netznutzung fallen in der überregionalen Zone neben dem Nutzungsentgelt Renominationsgebühren an:

⁸ Die mittlere Distanz kann sich aufgrund von Kapazitätsverschiebungen an den Entnahmestationen ändern. In Bezug auf Reverse Flow (Distanz ab Griespass) wurde von den heutigen max. Entnahmen ausgegangen.

Netzgruppen erhalten 60 unentgeltliche Renominationen im Monat; Bilanzgruppen erhalten 120 unentgeltliche Renominationen im Monat. Der Kunde kann die Ausübung dieser Renominationen während eines Kalendermonats frei wählen.

Die Renominationsgebühr ab der 61. Renomination beträgt für die Stufe Überregional 100 CHF/Renomination.

A Anhang

A.1 Abschreibungsdauern

Anlagenklasse	Abschreibungsdauer in Jahren
Leitungen	
Rohrleitungen (inkl. Schutzplatten)	50
Rohranlagen für Kommunikationskabel	50
Kommunikationskabel	25
Stationen	
Aussenverrohrung	50
Elektrische Anlagenteile, Messung, Heizung	15
Mechanische Anlagenteile	30
Erdgasverdichteranlagen	25
Gebäude	50
Land	-
Dispatching, Steuerung	
Steuerung/IT	10
Allgemeine Anlagen	
Betriebs- und Verwaltungsgebäude	50
Grundstücke	-
Mobilien	5
Fahrzeuge, Werkzeuge, Geräte	5
EDV-Anlagen (Hardware Software)	5
Speicher (für Netz, nicht Handel)	
Kugelspeicher	40
Röhrenspeicher	50

A.2 Kalkulatorische Berechnung von Ertragssteuern

Die kalkulatorischen Ertragssteuern werden mithilfe des WACC ermittelt. Dazu wird in einem ersten Schritt der kalkulatorische Gewinn vor Zinsen nach Steuern (EBI) des Netzbetreibers bestimmt, indem das betriebsnotwendige Vermögen (Anschaffungsrestwert der Anlagen zuzüglich Umlaufvermögen) mit dem (Vanilla-)WACC multipliziert wird. Aus dieser Grösse wird der Reingewinn durch Abzug der Fremdkapitalkosten berechnet. Die Fremdkapitalkosten ergeben sich durch Multiplikation des Fremdkapitals gemäss Anteil am unterstellten Finanzierungsverhältnis mit dem Fremdkapitalzinssatz aus WACC-Berechnung (risikofreier Zins zuzüglich Fremdkapitalrisikoprämie). Als dritter Schritt ist aus dem Reingewinn der Gewinn vor Steuern nach Zinsen zu ermitteln (EBT), indem der Reingewinn durch 1 minus den unternehmensindividuellen Steuersatz dividiert wird. Schliesslich ergeben sich die kalkulatorischen Steuern durch Multiplikation des EBT mit dem Steuersatz.

Für den WACC von 4.9 %, der ab 01.01.2015 während der Dauer der einvernehmlichen Regelung mit dem Preisüberwacher gilt, wird für die Berechnung der kalkulatorischen Steuern ein Fremdkapitalanteil von 60 % unterstellt. Für die Fremdkapitalkosten vor Steuern (risikofreier Zins zuzüglich Fremdkapitalrisikoprämie) werden 3.25 % und für die Eigenkapitalrendite: 7.375 % unterstellt.

A.3 Methode zur Berechnung der Netzstabilitätspreise

Prämissen und Ausgangslage

- Grundlage für die Regelungen hinsichtlich Linepack (freies Linepack wird synonym zu freiem Toleranzband verwendet) sind die ANB Regional. Die massgebliche Begründung für die Erhebung eines Netzstabilitätspreises ergibt sich aus der Sicherung der Versorgungssicherheit und dem Schutz der Rechte anderer Netzkunden.
- Die Sicherung der Versorgungssicherheit bezieht sich wesentlich auf technische Parameter des Netzes.
- Entsprechend der ANB Regional wird der Netzstabilitätspreis in zwei Preise A und B (Über- und Unterschreitung) getrennt und in der Einheit Rp/(kWh×h) angegeben.
- Als Preisansatz für den Grenzübertritt wurde der Exit-Preis an Wallbach unterstellt. Es wurden die durch Fluxys TENP TSO S.p.A. veröffentlichten Preise für Exit-Kapazität an Wallbach angenommen (Homepage). Preise können sich in Abhängigkeit von Grenzübergang und Verkäufer der Kapazität unterscheiden (die Preise für E.ON Exit-Kapazität wären beispielsweise höher). Die tatsächliche physische Verfügbarkeit bleibt dabei unberücksichtigt.
- Die Ausführungen beziehen sich insbesondere auf Regelungen gegenüber Grösstkunden. Die Aussagen werden durch Simulationsergebnisse gestützt, die mit Lastdaten von Schweizer Grösstkunden mit einem Jahresverbrauch über 90 GWh/a ermittelt wurden (16 Datensätze). Aussagen hinsichtlich Lastkurven der Kunden beziehen sich auf die konsolidierte Lastkurve der genannten Grösstkunden.
- Bei allen Linepack- und Netzstabilitätspreissimulationen wurde unterstellt (Annahme), dass vom Kunden/Nutzer zu Beginn einer Lieferperiode Puffergas in das Linepack eingestellt wird, so dass von vornherein ein Mindestgasbestand vorhanden ist. Er beträgt 60% des maximal frei nutzbaren Linepack. Dies stellt aufgrund des aktuell asymmetrischen Netzstabilitätspreissystems (Preise A und B) eine zweckmässige Annahme dar. Im hier beschriebenen System wird die Struktur mit Preisen A und B beibehalten.

Linepack-Regelung mit angeschlossenem Netzstabilitätspreissystem

Das System setzt sich aus drei Komponenten zusammen. Unter der Massgabe, dass das Linepack technisch begrenzt ist, der Kunde aber nicht automatisch gedrosselt oder abgeschaltet werden soll, wird dem Kunden das Überfahren des freien Toleranzbandes unter Zahlung eines Netzstabilitätspreises ermöglicht. Im hier beschriebenen System wird eine zweite Grenze ergänzt, die bereits prohibitiven Charakter haben soll. Grundsätzlich berücksichtigt der Netzstabilitätspreis Leistungspreis- und Arbeitspreiskomponenten:

1. Komponente abgeleitet aus einem Leistungspreis: Zum Ausgleich von Unterspeisungen und mangels ausreichender Speicherkapazitäten in der Schweiz muss der Netzbetreiber Leistungsre-

serven an der Grenze vorhalten (Exit-Kapazität, bspw. an Wallbach). Der Leistungspreis der Exit-Kapazität an der Grenze wird auf die Benutzungsstunden Linepackübernutzung umgelegt.

- Da der Netzstabilitätspreis in Rp/(kWh×h) berechnet werden soll, um die Dauer der Linepack-Übernutzung zu berücksichtigen, ist zunächst die Energiemenge in eine Leistung umzurechnen. Die minimale Vorlaufzeit für Renominierungen beträgt drei Stunden. Wenn ein Nutzer eine Übernutzung seiner Limiten feststellt, kann er bei unterstellter gleichbleibender Leistung erst nach drei Stunden durch Anpassung seiner Fahrpläne gegensteuern. Es wird also häufig eine zur Übernutzung führende Leistungsdifferenz über drei Stunden auftreten. Wir unterstellen daher, dass eine Übernutzungsmenge von 3 kWh zurückzuführen sein wird auf eine Leistungsdifferenz von 1 kW, die über 3 h auftritt. Nach Division des Exit-Preises für den Grenzübertritt durch 3 h ergibt sich ein Netzstabilitätspreis bezogen auf eine Energiemenge. Die Betrachtung von Übernutzungsspitzen der Grösstkunden-Lastkurven lässt den Ansatz von 3 h realistisch erscheinen.
- Da der Linepack-Netzstabilitätspreis nicht auf die maximale Nutzung des Jahres, sondern laut ANB pro Stunde der Nutzung berechnet werden soll (d. h. Berücksichtigung der Zeitkomponente), sind die Kosten für die maximale Speichermenge noch umzulegen auf die Nutzungsdauer.
- Die durchschnittliche Linepack-Übernutzung wurde für Über- und Unternutzung separat simuliert. Die Summe der Linepack-Übernutzungsmengen innerhalb eines Geschäftsjahrs geteilt durch die maximale Übernutzungsmenge ergibt je eine Benutzungsstundenzahl des übernutzten Linepacks (vgl. Tabelle 2). Die Ermittlung der Stundenzahl erfolgte zusätzlich einmal mit der konsolidierten Lastkurve der Grösstkunden als auch als gewichtetes Mittel der einzelnen Lastkurven. Für die Endberechnung der Benutzungsstunden wurden alle 4 verschiedenen Benutzungsstundenwerte gemittelt. Dadurch wurden Konsolidierungseffekte als auch der individueller Kundenlastverlauf berücksichtigt. In der Realität werden die Benutzungsstunden voraussichtlich geringer sein, da der Prognose teil der Simulation vergleichsweise einfach aufgebaut ist und Belieferung auf Basis von Tagesprodukten angenommen wurde.
- Die durchschnittliche Linepack-Übernutzung hängt vom kostenlos verfügbaren Leitungspuffervolumen ab: je grösser das frei zugeteilte Puffervolumen ist, desto geringer ist die Stundenanzahl, bei der der sanktionierte Bereich erreicht wird.
- Der verwendete Exit-Preis wurde für ein Megawatt angenommen. Er steht in keiner direkten Beziehung zum Lastprofil bzw. der maximalen Leistungsspitze der Linepack-Übernutzung. Der Benutzungsstundenansatz zur Ermittlung des spezifischen Netzstabilitätspreises berücksichtigt die Steilheit der Lastkurve bzw. deren Spitzen. Je spitzer der Verlauf, desto geringer ist die Stundenanzahl und desto höher der spezifische Netzstabilitätspreis. Diese Berücksichtigung ist notwendig, da sehr hohe und steile Spitzen dem Netzbetreiber grosse Probleme bereiten, dem Kunden allerdings wenig, da die Energiemenge solch steiler Spitzen gering ist. Eine rein mengenmässige Sanktionierung berücksichtigt Spitzen nicht ausreichend.

- Der Ansatz einer tatsächlichen (maximalen) Leistung kann kaum begründet werden, da diese eventuell nur eine einzige Stunde im Jahr benötigt wird. Im Bedarfsfall könnte von anderen kurzfristig Exit-Kapazität übernommen, aus dem eigenen Portfolio bereitgestellt oder schlussendlich für mehrere Kunden genutzt werden. Eine ex-ante-Festlegung des Netzstabilitätspreises wäre in einer solchen Berechnung schwierig/nicht darstellbar.

2. Komponente abgeleitet aus dem Arbeitspreis: Es wurde unterstellt, dass eine über- oder untersteuerte Menge in Summe nach 24 h in Deutschland verkauft oder beschafft wird. Um einen Stundenbezug herzustellen, wird der NCG-Preis durch 24 h geteilt und als Arbeitspreiskomponente ergibt sich somit: $\text{NCG} [\text{Rp}/\text{kWh}]/24 [\text{h}] = \text{Arbeitspreis} [\text{Rp}/(\text{kWh}\times\text{h})]$.

- Da physisch kein Gas verloren geht oder hinzukommt, sondern «lediglich» die Gleichzeitigkeit der Lieferung gestört ist, wird der Ansatz von $1/24\times\text{NCG}$ für adäquat gehalten. In der Analogie lagert bzw. leiht sich der Kunde Gas und bis zum Ausgleich zahlt er einen Zins. Es geht jedoch kein Gas verloren oder kommt hinzu. Der Preis einer Gaseinheit wurde gleichmässig auf einen Tag aufgeteilt. Der Ansatz wird durch die Simulation gestützt, die von einer Beschaffung mit Tagesprodukten ausgeht und bei der ein entsprechender Ausgleich mit der Nomination des nächsten Tages erfolgt
- Als Referenzpreis kann bspw. der durchschnittliche Monatspreis für NCG-Gas angenommen werden. Die Saisonalität des Gaspreises soll aber berücksichtigt werden. Die Marktveränderungen bzgl. der Entwicklung untertägiger Gasprodukte sollten verfolgt und falls nötig in die Kalkulation übernommen werden. Aufgrund der retrospektiven Abrechnung des Netzstabilitätspreises ist die Berechnung unproblematisch
- Die beschriebene Regelung entspricht Netzstabilitätspreis A. Der Netzstabilitätspreis B (Unterschreitung des freien Linepack gemäss ANB) wurde mit einem Faktor 3 auf den Arbeitspreis erhöht, um dem grösseren Einfluss einer Unterschreitung auf die Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen.

3. Komponente wäre eine zweite Linepack-Nutzungsgrenze. Diese soll stärker prohibitive Charakter haben. Der Netzstabilitätspreis wird oberhalb der zweiten Grenze verdoppelt, wobei die Grenze in Abhängigkeit des betroffenen Netzes definiert wird (Vgl. Abbildung 8, Preise A1 bzw. B1). Ausserdem soll der Netzstabilitätspreis im Fall einer Unterschreitung des freien Toleranzbandes bei gleichzeitig insgesamt kritischem Netzdruck (Unterschreitung des Minimaldrucks) verzehnfacht werden. Der Netzbetreiber informiert den Kunden über den möglichen Eintritt dieser Situation möglichst frühzeitig

Tabelle 2 Übersicht der ermittelten Benutzungsstunden bei Überschreitung (ÜS) und Unterschreitung (US)

Freies Linepack	1 Stunde		2 Stunden		3 Stunden		4 Stunden		5 Stunden	
	ÜS	US	ÜS	US	ÜS	US	ÜS	US	ÜS	US
Übermutzungskategorie										
Konsolidierte Benutzungsstunden in h	276	407	161	188	103	98	75	58	57	33
Gewichtetes Mittel der Benutzungsstunden in h	687	381	591	263	517	190	460	142	413	110
Mittelwert der Benutzungsstunden in h	438		301		227		184		153	

Quelle: Finadvice

Tabelle 3 Berechnung des Netzstabilitätspreises für freie Toleranzbänder von 1-3 h

Komponente	Einheit	bei 3h freiem LP		
		bei 3h freiem LP	bei 2h freiem LP	bei 1h freiem LP
Exit Grenze	CHF/MW	2700	2700	2700
Benutzungsstd.	h	227	301	438
Exit je MWh	CHF/MWh	11.89	8.97	6.16
Exit je kWh	Rp/kWh	1.19	0.90	0.62
Vorlaufzeit	h	3	3	3
Pönale Leistung	Rp/(kWhh)	0.40	0.30	0.21
NCG	Rp/kWh	2.5	2.5	2.5
Faktor auf NCG		1	1	1
Vorlaufzeit	h	24	24	24
Pönale Arbeit	Rp/(kWhh)	0.10	0.10	0.10
Faktor Pönale B		3	3	3
Pönale A	Rp/(kWhh)	0.50	0.40	0.31
Pönale B	Rp/(kWhh)	0.71	0.61	0.52

Quelle: Finadvice

Die resultierenden Netzstabilitätspreise je MWh erscheinen hinsichtlich ihrer Lenkungswirkung angemessen und beruhen teilweise auf dem Konsolidierungseffekt der Grösstkunden-Lastkurve. Betrachtet man die Einzellastkurven, so werden teilweise höhere Netzstabilitätspreise erreicht, so dass eine Lenkungswirkung wahrscheinlich erreicht wird. Tatsächliche Konsolidierungseffekte und die relativ einfache Prognose in der Simulation sind bei der Bewertung der Ergebnisse zu berücksichtigen. Die zweite Netzstabilitätspreisgrenze wurde in der obigen Tabelle nicht berücksichtigt.

Die Stundenbasis zur Berechnung des Leistungspreises erfolgt diskriminierungsfrei aufgrund Ist-Daten eines relevanten Schweizer Portfolios. Es fließen bei der Berechnung sowohl die individuellen Lastprofile ein (gewichtetes Mittel) als auch Konsolidierungseffekte um die relevanten Einflüsse abzubilden.