Konsultationsunterlage

Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells für den österreichischen Gasmarkt

© Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-Mail: office@e-control.at
Web: www.e-control.at
Twitter: www.twitter.com/energiecontrol
Facebook: www.facebook.com/energie.control

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Trotz sorgfältiger Prüfung sind Satzfehler und Irrtümer vorbehalten.

Wien, am 01.03.2018

INHALT

1 Einleitung 4

2 Ziele und Anspruch des weiterentwickelten Bilanzierungssystems 5

3 Details zum weiterentwickelten Bilanzierungssystem 6

4 Abkürzungen 24

1 Einleitung

Wesentliches Merkmal und Zielsetzung der Weiterentwicklung ist die bereits in § 41 GWG 2011 angelegte, integrierte Bilanzierung des gesamten Marktgebiets ohne systematische Trennung zwischen Fernleitungsebene und Verteilergebiet sowie die Berücksichtigung der Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 (Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, NC BAL).

Die effektive Umsetzung eines weiterentwickelten Bilanzierungssystems im Einklang mit den Vorgaben des NC BAL ist bis dato an der erforderlichen, weiteren Zusammenlegung von Marktrollen gemäß den rechtlichen Vorgaben des GWG 2011 gescheitert.

Das bestehende österreichische Bilanzierungsmodell stellt (trotz damaliger umfassender Verbesserung zum Status Quo vor dem 1.1.2013) die Marktteilnehmer vor eine beträchtliche vertragliche und operative Komplexität, die im Wesentlichen in der Trennung in zwei separate Systeme (ex-ante-Bilanzierung auf Fernleitungsebene durch den Marktgebietsmanager mit verpflichtender Teilnahme an der Gasbörse und ex-post-Bilanzierung auf Verteilergebietsebene durch die Bilanzgruppenkoordinatoren) begründet ist.

Mitunter aus diesem Grund wird das bestehende Bilanzierungsmodell international durchaus kritisch gesehen und europäische Verbände wie EFET, aber auch ACER, vertreten die Meinung, dass das aktuelle Bilanzierungssystem in einzelnen Punkten nicht den Vorgaben des NC BAL entsprechen würde. ACER hat dies auch bereits im letztjährigen Implementierungsbericht zum NC BAL angemerkt.[1]

Um auf die anhaltende Kritik zu reagieren, die Umsetzungsvarianten eines weiterentwickelten Bilanzierungssystems allen Marktteilnehmern näher zu bringen und deren Anmerkungen und Ideen abzufragen, führt E-Control eine Konsultation dieses vorliegenden Konzepts zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells durch. Ziel dieser Konsultation ist auch, von Marktteilnehmern konkrete Rückmeldungen zu diversen Fragestellungen der Detailausgestaltung zu erhalten, um diese in den weiteren Detaillierungsschritten entsprechend berücksichtigen zu können.

Dieses Dokument konzentriert sich in weiterer Folge primär auf die Änderungen zum bestehenden Marktmodell. Unverändert bleiben weiterhin z.B. Regelungen hinsichtlich Bilanzgruppenmitgliedschaft, Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen, Merit Order List (MOL), etc.

[1] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20the%20implementation%20of%20the%20Balancing%20Network%20Code%20(Second%20edition)%20Volume%20I.pdf

2 Ziele und Anspruch des weiterentwickelten Bilanzierungssystems

Ziele und Anspruch des weiterentwickelten Bilanzierungssystems sind entsprechend den Vorgaben des NC BAL die Abbildung:

- einer die Fernleitungs- und Verteilernetzebene umfassenden, integrierten Bilanzzone mit einer zentralen Bilanzierungsstelle, in der die derzeit getrennten Bilanzierungsaufgaben des BKO und des MGM wahrgenommen werden
- eines Tagesbilanzierungssystems mit zentralem physikalischen Ausgleich und vollständiger, täglicher finanzieller Abrechnung der Bilanzgruppen
- eines angepassten untertägigen Anreizsystems zur optimierten Nutzung der Pufferfähigkeit der Netze
- der zeitnahen Bereitstellung vorläufiger Allokationsdaten und der stündlichen Aktualisierung der Marktgebietsinformationen
- von Anreizen für BGV zur Minimierung des Regelenergieeinsatzes
- einer zeitnahen und gleichzeitig effizienten Abrechnung durch Nutzung etablierter finanzieller Clearingprozesse
- der Kosten- und Erlösneutralität durch die tägliche Ermittlung der Bilanzierungsumlage
- einer zentralen Mehr- und Mindermengenabrechnung[2] für alle Verteilernetze zum expost Ausgleich von Differenzen zwischen den für die Tagesbilanzierung herangezogenen Allokationsdaten und finalen Ablesewerten von Endverbrauchern
- des (derzeitigen) Mechanismus zur Einschränkung von nicht marktbasiert beherrschbaren Bilanzgruppen-Unausgeglichenheiten
- einer transparenten Netzbilanzierung.

Die nachfolgenden Kapitel zeigen, wie die obigen Ziele durch das vorgeschlagene Bilanzierungssystem konkret umgesetzt werden sollen.

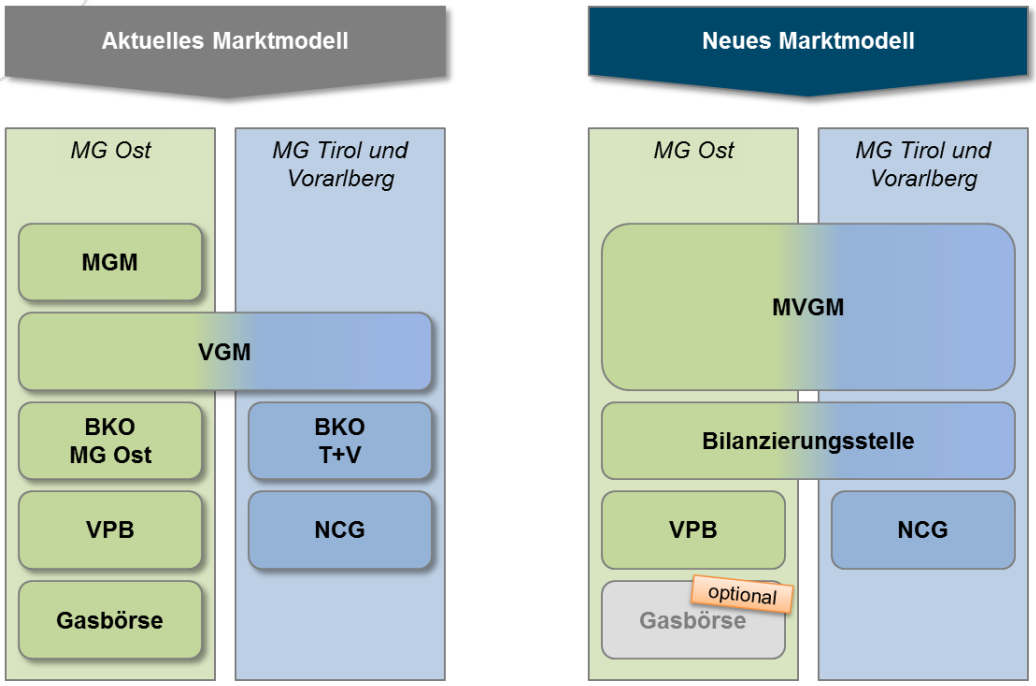
[2] Gem. Art 2 NC BAL

3 Details zum weiterentwickelten Bilanzierungssystem

3.1 Übersicht der Vertragspartner für BGV

Zusammengefasst ergeben sich im neuen Marktmodell die folgenden Veränderungen:

Abb. 1



An die Stelle der bisherigen Marktrollen MGM (MG Ost) und VGM (für alle drei Markt-gebiete) tritt der Markt- und Verteilergebietsmanager (MVGM) als gesamthafter Koordinator der österreichischen Marktgebiete und übernimmt im Namen und auf Rechnung der zentralen Bilanzierungsstelle alle gegebenenfalls notwendigen physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen gesamthaft für das Marktgebiet. Für BGVs ist der MVGM wie bisher der Hauptansprechpartner in der BG-Registrierung, weiters wickelt er (wie bisher der VGM) Fahrpläne für Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz, Speicher und Produktion ab.

Die Bilanzierung der Bilanzgruppen wird zukünftig nicht mehr in ex-ante (durch MGM in Verbindung mit der Erdgasbörse) und ex-post (durch den jeweiligen BKO) Bilanzierung geteilt durchgeführt, sondern gesamthaft für alle Marktgebiete über eine einzige Bilanzierungsstelle abgewickelt, die sich für die finanzielle Abwicklung einer Clearingstelle (mit potentiellen Synergieeffekten für die Marktteilnehmer) bedienen kann.

Die bisher für das Marktgebiet Ost verpflichtende Teilnahme an der Gasbörse entfällt im neuen Modell und verbleibt als Option.

Grundsätzlich unverändert bleiben die Erfordernisse der Vertragsbeziehung zum Betreiber des virtuellen Handelspunktes (VPB) sowie bei Tätigkeit in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

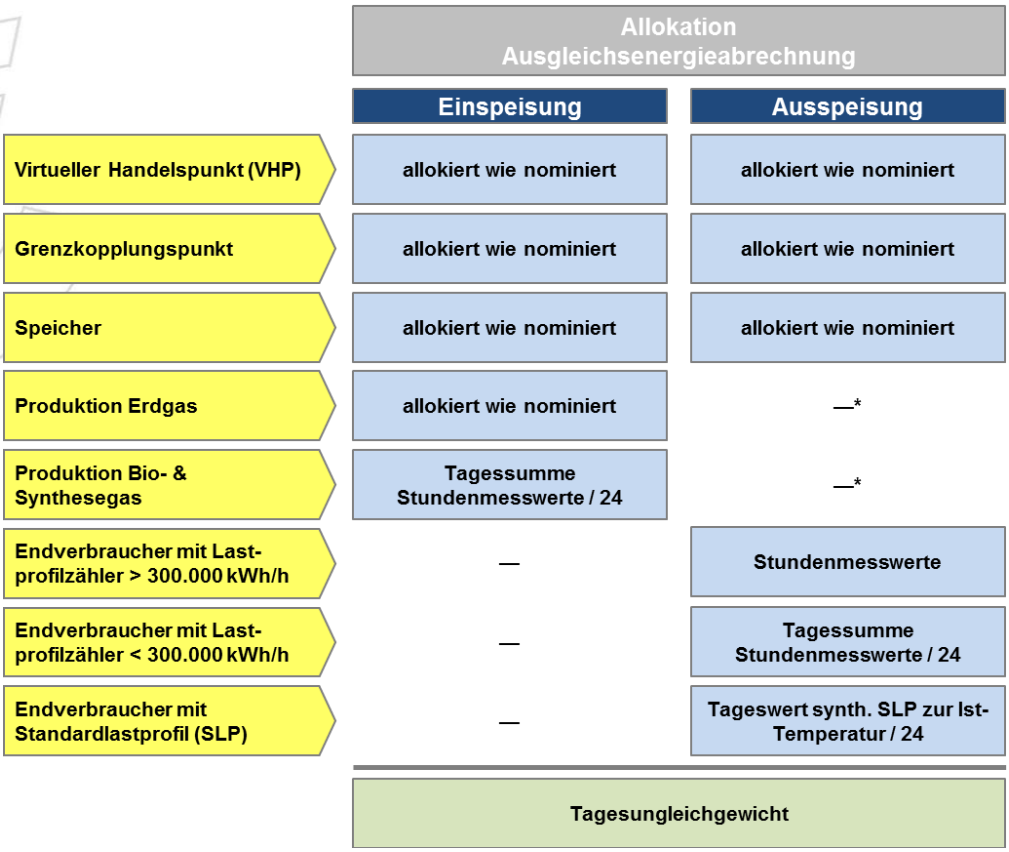
die Vertragsbeziehung mit dem Marktgebietsverantwortlichen des vorgelagerten ausländischen Marktgebiets (NCG).

3.2 Abbildung einer die Fernleitungs- und Verteilernetzebene umfassenden, integrierten Bilanzzone mit einer zentralen Bilanzierungsstelle

Im aktuellen österreichischen Bilanzierungsmodell stellen Endverbraucher-Fahrpläne (differenziert nach tages- und stundenbilanzierten Endverbraucher) sowohl aus Sicht der Bilanzgruppen als auch aus Sicht der ausgleichsverantwortlichen Marktrollen die Abgrenzung zwischen der Bilanzierung der Fernleitungsnetzebene durch den Marktgebietsmanager und der Bilanzierung der Verteilernetzebene durch den Bilanzgruppenkoordinator dar. Als Resultat davon führt der MGM den Bilanzausgleich für alle nominierten bzw. per Fahrplan angemeldeten Gasmengen durch, während der Bilanzgruppenkoordinator den Bilanzausgleich für Abweichungen, die sich aus der tatsächlichen Endverbraucherabnahme und den dafür angemeldeten Endverbraucherfahrplänen ergeben, verantwortet.

Im vorgeschlagenen Bilanzierungsmodell sind Endverbraucherfahrpläne nicht mehr bilanzierungsrelevant und entfallen somit. Damit entfällt die derzeitige Grenze zwischen Fernleitungsebene und Verteilernetzebene und die gesamte Bilanzierung für das Marktgebiet erfolgt zentral durch eine Bilanzierungsstelle. Damit wird verhindert, dass BGV in ex-ante und ex-post Bilanzierung potentiell gegenläufigen Ungleichgewichten für ein und denselben Tag ausgesetzt sind. Für die nunmehr integrierte Bilanzierung für das gesamte Marktgebiet werden in der Ausgleichsenergieabrechnung folgende Zeitreihen in Energieeinheiten herangezogen:

Abb. 2



** Falls fallspezifisch auch eine Ausspeisekomponente erforderlich ist, kommt dasselbe Allokationsverfahren wie bei der Einspeisekomponente zur Anwendung.*

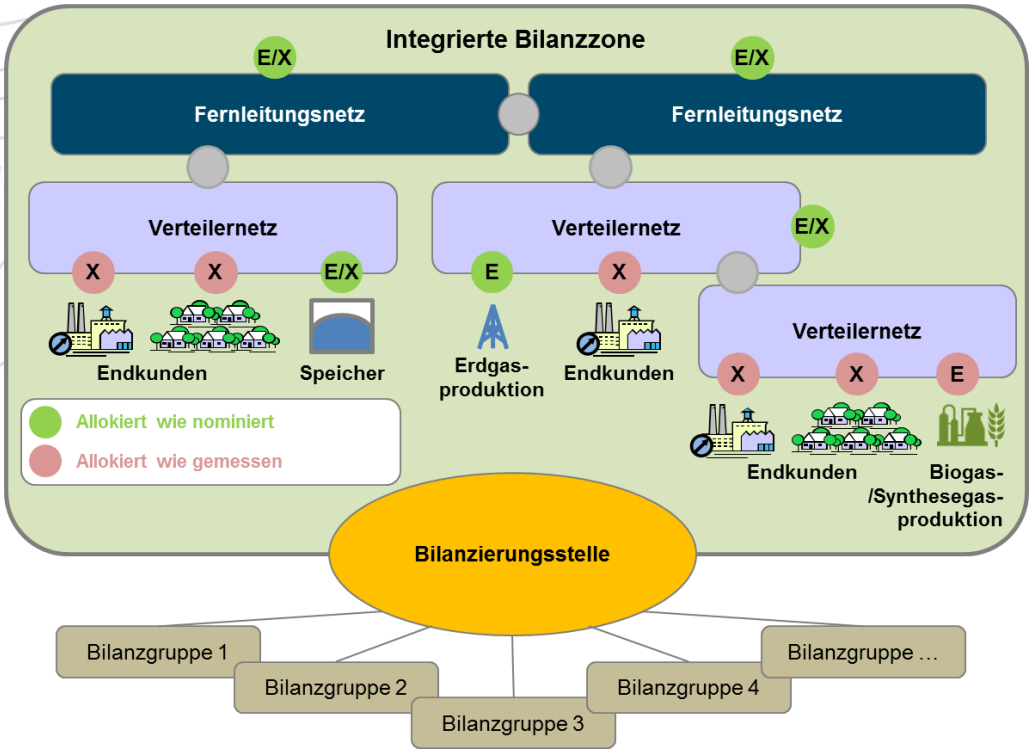
Für alle Endverbraucher kommen Tageswerte zur Anwendung, erst ab einer vertraglich vereinbarten Stundenleistung von 300.000 kWh/h (statt bisher ab 10.000 bzw. 50.000 kWh/h) erfolgt verpflichtend die Berücksichtigung der untertägigen Struktur von Ausspeisungen. Für die Allokation von Ausspeisungen zu SLP-Endverbrauchern kommt nunmehr einheitlich der synthetisch auf Basis des jeweiligen Standardlastprofils und der Ist-Temperatur ermittelte Tageswert zur Anwendung[3], was eine Abbildung des Basisfalls des NC BAL darstellt.[4]

Auf Basis dieser Zeitreihentypen und Allokationsdaten erfolgt die tägliche Ausgleichsenergieabrechnung durch eine zentrale Bilanzierungsstelle jeweils für das gesamte Marktgebiet.

[3] Restlastfehler werden in dem vorgeschlagenen Modell durch die jeweiligen Verteilernetzbetreiber getragen (siehe Kapitel 3.11).

[4] Beim Basisfall und bei der Variante 1 der Modelle für die Informationsbereitstellung wird das gesamte in das Verteilernetz eingespeiste Gas mengenmäßig zugeteilt.

Abb. 3



E= Entry / X = Exit.
Anmerkung: Als Grenzkopplungspunkt sind dabei sämtliche grenzquerende Kopplungspunkte bezeichnet, unabhängig ob diese auf Fernleitungs- oder auf Verteilernetzebene liegen.
Netzkopplungsverträge sind durch die Netzbetreiber so zu vereinbaren, dass die Allokationsregel „allokiert wie nominiert" umgesetzt werden kann und entsprechende Differenzen zu tatsächlichen Messwerten in OBAs dokumentiert werden.

Fragen für die Konsultation:

- A: Ist die Zentralisierung der Bilanzierungsverantwortung aus Ihrer Sicht eine gewünschte Erleichterung?
- B: Wird der Entfall potentiell gegenläufiger Risiken der AE-Abrechnungen (ex-ante und ex-post) als vorteilhaft gesehen?
- C: Ist die aktuelle Qualität der eingesetzten Standardlastprofile aus Ihrer Sicht zufriedenstellend?

3.3 Abbildung eines Tagesbilanzierungssystems mit zentralem physikalischen Ausgleich und vollständiger, täglicher Abrechnung der Bilanzgruppen

Im Rahmen der vorgeschlagenen integrierten Bilanzierung von Fernleitungs- und Verteilernetzebene übernimmt der MVGM im Namen und auf Rechnung der zentralen Bilanzierungsstelle alle gegebenenfalls notwendigen physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen. Der im aktuellen Bilanzierungssystem des MGM vorgesehene untertägige Ausgleich von nominierten Tagesunausgeglichenheiten je Bilanzgruppe im Namen auf Rechnung des jeweiligen BGV

entfällt. Damit entfällt im vorgeschlagenen System auch die bisherige Notwendigkeit der Börsenmitgliedschaft für BGVs.

Der Bilanzierungsstelle obliegt dementsprechend die finanzielle Verantwortung für beschaffte physikalische Bilanzierungsmaßnahmen und sie rechnet auftretende Tagesunausgeglichenheiten von Bilanzgruppen vollständig gegenüber dem jeweiligen BGV finanziell ab. Der BGV trägt gegenüber der Bilanzierungsstelle die wirtschaftliche Verantwortung für die vollständige tägliche Ausgeglichenheit seiner Bilanzgruppe(n). Die tägliche Ausgleichsenergiemenge ergibt sich dabei als Differenz zwischen sämtlichen Ein- und Ausspeiseallokationen im Marktgebiet gemäß Kapitel 3.2.

Der je nach Transportsituation verfügbare Netzpuffer soll in erster Linie der Vermeidung des Einsatzes physikalischer Ausgleichsmaßnahmen und damit der Verringerung des Kostenbeitrags für die Strukturierung (siehe Kapitel 3.6) bzw. der Ausgleichsenergiepreise dienen. Ein Angebot von Netzpufferflexibilitätsdienstleistungen gem. Art. 21 (2a) NC BAL ist nicht vorgesehen.

3.4 Zeitnahe Bereitstellung vorläufiger Allokationsdaten und stündliche Aktualisierung der Marktgebietsinformation

BGV haben durch geeignete Maßnahmen innerhalb der Bilanzierungsperiode für einen bestmöglichen Ausgleich der ihrer Bilanzgruppe zugeordneten Ein- und Ausspeisemengen zu sorgen.

Der MVGM als zentrale Datendrehscheibe unterstützt die BGV in dieser Aufgabeerfüllung mit der im Folgenden beschriebenen Datenbereitstellung während der Bilanzierungsperiode.[5] Zu berücksichtigen ist dabei, dass diese untertägig bereitgestellten Daten vielfach vorläufigen Status haben und nur eine Indikation für die finale Ermittlung von Bilanzgruppen-Unausgeglichenheiten im Zuge der Abrechnung auf Basis von allokierten Werten darstellen.

[5] Zusätzlich stellt der MVGM wie bisher eine SLP-Verbrauchsprognose bis 12:00 Uhr für den Folgetag zur Verfügung.

Tab. 1

Nr.	Bereitgestellte Daten	Beschreibung	Taktung
		Informationen zum Marktgebietsstatus	
1	Vorläufiger Marktgebietssaldo	Aggregat der bis zum jeweiligen Zeitpunkt aufgelaufenen Tagesunausgeglichenheiten aller Bilanzgruppen im Marktgebiet (siehe Nr. 10 unten)	Stündlich
2	Mengen und Preise physikalischer Bilanzierungsmaßnahmen	Mengen und Preisinformationen zu erfolgten Abrufen physikalischer Ausgleichsenergie	Zeitnahe
3	Marktgebietsverbrauch	Bisheriger Gesamtverbrauch (bzw. Prognose) im Marktgebiet zum jeweiligen Ermittlungszeitpunkt für: • SLP-Endverbraucher • LPZ-Endverbraucher	• Untertägig nach Vorliegen aktualisierter Daten • Ex-post nach Vorliegen finaler Daten
4	Netzpuffer und Netzpuffernutzung	Aggregierte Daten über die Höhe der kumulierten Netzinhaltsveränderung (Netzpuffernutzung) im Marktgebiet in Relation zu den vom MVGM definierten Grenzen der Netzpufferung.	Stündlich
		Informationen zum Bilanzgruppenstatus	
5	SLP-Verbrauchsprognosen	Aktualisierte SLP-Verbrauchsprognosen je Versorger für die Bilanzierungsperiode auf Basis aktueller Temperaturprognosen.	3x täglich (erste Aktualisierung vor 12:00 Uhr)
6	Vorläufige Allokationen für stundenbilanzierte LPZ mit stündlicher Datenübertragung	Vorläufige Messwerte von Großverbrauchern, d.h. Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 300.000 kWh/h	Stündlich
7	Vorläufige Allokationen für tagesbilanzierte LPZ mit stündlicher Datenübertragung	Vorläufige Messwerte von tagesbilanzierten Endverbrauchern mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 10.000 kWh/h mit Lastprofilzähler	Stündlich
8	Berechnete[6] vorläufige Allokationen für tagesbilanzierte LPZ ohne stündliche Datenübertragung	Proportionaler Bilanzgruppen-Anteil an rechnerischer Gesamtlast der LPZ von tagesbilanzierten Endverbrauchern ohne stündliche Datenübertragung[7]	Stündlich oder 3x täglich (erste Aktualisierung vor 12:00 Uhr)
9	Vorläufige Allokationen für Biogas- und Synthesegasproduktion	Vorläufige Messwerte für Biogas- und Synthesegasproduktionsanlagen	Stündlich

[6] Da für LPZ ohne stündliche Datenübertragung untertägig keine Daten vorliegen, wird als Information für BGVs stattdessen ein berechneter Wert bereitgestellt.

[7] Diese rechnerische Gesamtlast kann näherungsweise auf Basis der für das Marktgebiet vorliegenden (vorläufigen) Daten ermittelt werden, der Anteil der Bilanzgruppe daran ergibt sich aus dem Anteil an zuletzt verfügbaren Messwerten für diese Endverbrauchergruppe.

10	Vorläufige Tagesunausgeglichenheit	Vorläufiges, bis zum Ermittlungszeitpunkt angefallenes Tagesungleichgewicht (und damit keine Hochrechnung bis zum Ende des Gastages) auf Basis von: • Nominierungen • SLP-Verbrauchsprognosen • vorläufigen Allokationen für LPZ mit stündlicher Datenübertragung • Berechnete vorläufige Allokationen für LPZ ohne stündliche Datenbereitstellung • vorläufigen Biogasallokationen	Stündlich

Das folgende Beispiel soll vereinfacht die Ermittlungslogik des vorläufigen Tagesungleichgewichts für eine Beispiel-Bilanzgruppe (Import Baumgarten, Kauf am VHP, Ausspeisungen zu allen drei tagesbilanzierten Endverbraucherkategorien) darstellen, die dem BGV in der Stunde bis 12:00 am Gastag D zur Verfügung gestellt wird:

Tab. 2

	BAUMGARTEN	VHP	SLP	LPZ (stündl. Bereitstellung)	LPZ (keine stündl. Bereitstellung)	VORLÄUF. TAGESUNGL.
Richtung	Entry	Entry	Exit	Exit	Exit	
Verfügbar	Alle Stunden von D			Erste 5 Stunden von D		
Stundenbasis	Bestätigte (Re-) Nominierungen mit Wirksamkeit spätestens für die Stunde 10:00-11:00 (Eingang bis 07:59)	Bestätigte (Re-)Nominierungen mit Wirksamkeit spätestens für die Stunde 10:00-11:00 (Eingang bis 08:59)	Erste untertägige Aktualisierung der SLP-Verbrauchsprognosen (wurde bis 11:00 bereitgestellt), dividiert durch 24	Vorläufige Messwerte dieser 5 Stunden	Proportionaler BG-Anteil an rechnerischer Gesamtlast der Klein-LPZ in Verteilernetzen für diese 5 Stunden	
06:00-07:00	5	10	5	7	3	
07:00-08:00	5	10	5	7	3	
08:00-09:00	5	10	5	7	3	
09:00-10:00	5	12	5	7	3	
10:00-11:00	6	12	5	7	3	
Beitrag	**+26**	**+54**	**-25**	**-35**	**-15**	**+5**

Fragen für die Konsultation:

- D: Ist die zusätzliche Datenbereitstellung aus Ihrer Sicht sinnvoll und effizient?
- E: Welche der untertägig bereitgestellten Daten haben aus Ihrer Sicht besondere Bedeutung für den untertägigen Ausgleich von Bilanzgruppen?
- F: Wird die vereinfachte Berechnung der vorläufigen Allokationen für tagesbilanzierte LPZ ohne stündliche Datenübertragung als sinnvoller Beitrag für die Ermittlung der vorläufigen Tagesunausgeglichenheiten angesehen?
- G: Soll die Bereitstellung von berechneten vorläufigen Allokationen für tagesbilanzierte LPZ ohne stündliche Datenübertragung stündlich erfolgen oder wie bei SLP-Verbrauchsprognosen dreimal täglich?

3.5 Anzuwendender Preis – Finanzielle Anreize für BGV zur Minimierung des Regelenergieeinsatzes

Die Preisbildung für die tägliche Abrechnung bilanzieller Tagesunausgeglichenheiten folgt den Vorgaben des Art. 22 NC BAL und basiert somit auf Grenzpreisen der physikalischen Ausgleichsenergieeinkäufe bzw. -verkäufe des MVGM im Namen und auf Rechnung der Bilanzierungsstelle bzw. dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis.

Damit werden:

- an Tagen ohne Einsatz physikalischer Bilanzierungsmaßnahmen alle Bilanzgruppen und
- an Tagen mit einem eindeutigen Vorzeichen der physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen jene Bilanzgruppen, deren Tagesungleichgewicht das dazu umgekehrte Vorzeichen hat und die dementsprechend den Einsatz physikalischer Bilanzierungsmaßnahmen reduzieren („Helper“)

mit dem mengengewichteter Gasdurchschnittspreis des relevanten Marktes abgerechnet.

Zum Zweck der Einführung eines Helper/Causer-Systems[8] wird im Rahmen dieser Vorgaben auf die kleine Anpassung gemäß Art. 22 Abs. 6 NC BAL verzichtet.

Bilanzgruppen, deren Tagesungleichgewicht das gleiche Vorzeichen zu den physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen hat („Causer“), werden entsprechend den Vorgaben des Art. 22 NC BAL mit den Grenzverkaufs- bzw. Grenzankaufspreisen der physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen mit dem Erfüllungsort virtueller Handelspunkt abgerechnet.

Diese Maßnahme soll in Verbindung mit der stündlichen Bereitstellung des Marktgebietssaldos und der gleich getakteten Bereitstellung der vorläufigen Tagesunausgeglichenheit jeder Bilanzgruppen einen Anreiz zur Minimierung des Einsatzes physikalischer Bilanzierungsmaßnahmen führen.

An Tagen mit gegenläufigem Einsatz von physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen ist diese „Helper/Causer-Differenzierung“ nicht möglich und alle Tages-Unausgeglichenheiten werden (unabhängig vom Vorzeichen) zu den oben genannten Grenzpreisen abgerechnet.

<u>Fragen für die Konsultation:</u>

- H: Wird die Einführung einer Helper/Causer-Regelung und der damit verbundene Entfall der „kleinen Anpassung“ als sinnvolle Anreiz-Maßnahme für eine ausgeglichene bzw. systemdienliche Bewirtschaftung von Bilanzgruppen angesehen?

[8] Mit der oben beschriebenen umfangreichen Informationsbereitstellung an BGVs stehen diesen auch die für die Einschätzung ihres Status im Verhältnis zum Gesamtsystemzustand erforderlichen Informationen zur Verfügung.

3.6 Angepasste untertägige Verpflichtungen zur optimierten Nutzung der Pufferfähigkeit der Netze

Das vorgeschlagene Bilanzierungsmodell sieht den weiteren Einsatz untertägiger Verpflichtungen vor, um eine verursachungsgerechte Zuordnung von Kosten gegenläufiger physikalischer Ausgleichsmengen auf Verursacher zu ermöglichen und einen angemessenen Anreiz zur gesamthaften Minimierung der Bilanzierungskosten unter Sicherstellung der Systemstabilität zu geben. Allerdings werden die untertägigen Verpflichtungen neu gestaltet und Ausspeisungen zu Endverbrauchern werden nunmehr bis zu einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von 300.000 kWh/h als Tagesband berücksichtigt (siehe Kapitel 3.2).

Für den Fall, dass der MVGM innerhalb eines Gastages sowohl physikalische Ausgleichsenergie ankaufen als auch verkaufen muss, um die Netzstabilität sicherzustellen, wird ein Kostenbeitrag für die Strukturierung an Bilanzgruppen mit stündlichen Differenzmengen abgerechnet.

Die mengenmäßige Berechnungsbasis für den Kostenbeitrag ergibt sich aus den saldierten stündlichen Differenzmengen einer Bilanzgruppe (Tagessumme der stündlichen Differenz zwischen sämtlichen Einspeise- und Ausspeiseallokationen der BG).

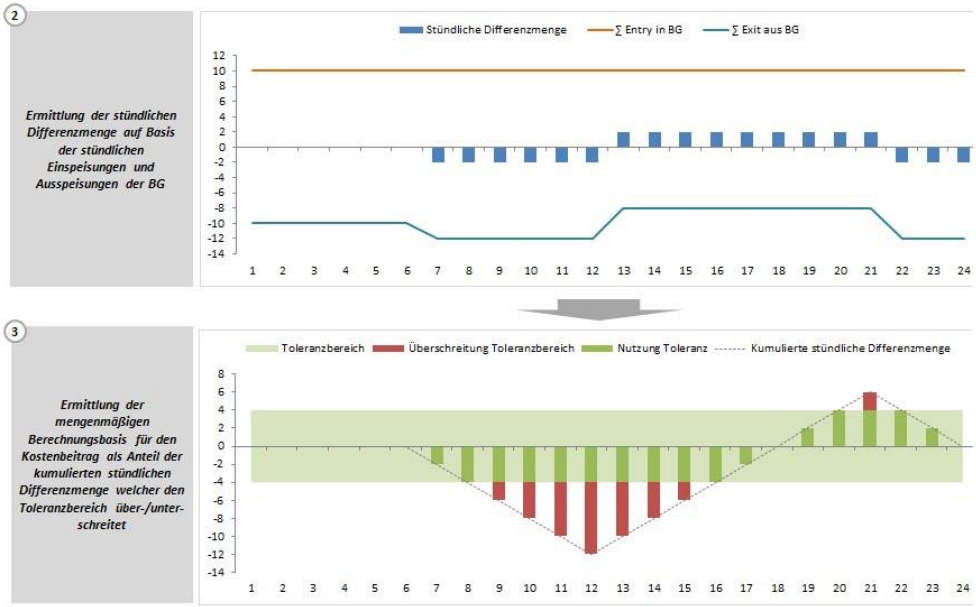
Die Ausspeisungen an Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 300.000 kWh/h, für welche gemäß Kapitel 3.2 Stundenwerte allokiert werden, bestimmen die Toleranzmenge, welche dann für das jeweilige Gesamtportfolio gilt und innerhalb derer kein Kostenbeitrag für die Strukturierung abgerechnet wird. Die Toleranzmenge wird als Prozentsatz der jeweiligen Tagesmenge der stündlich allokierten Kunden definiert und auf Basis von Analysen zum verfügbaren (d.h. nicht zur physikalischen Abbildung der Tagesbilanzierung benötigten) Netzpuffer des MVGM festgesetzt. Für Ausspeisungen an Endverbraucher, deren Tageswerte bandförmig auf Stunden allokiert werden, werden aufgrund dieser bereits gewährten Netzpuffernutzung keine Toleranzgrenzen gewährt. Auch für Ein- und Ausspeisepunkte mit dem Allokationsverfahren „allokiert wie nominiert“ wird keine Toleranz gewährt, da hierfür keine Prognoseunsicherheit vorliegt.

Die die stündliche Toleranzmenge überschreitende kumulierte stündliche Differenzmenge (bilanzielle Flexibilitätsmenge) ist – nur im Fall von Ankauf als auch Verkauf von physikalischer Ausgleichsenergie durch den MVGM innerhalb eines Gastages – die Mengenbasis für den Kostenbeitrag für die Strukturierung.

Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht beispielhaft die Ermittlung der Toleranzmenge, die Berechnung der stündlichen Differenzmenge und die Ermittlung der bilanziellen Flexibilitätsmenge (Mengenbasis für den Kostenbeitrag für die Strukturierung). Der zur Ermittlung der Toleranzmenge verwendete Prozentsatz von 5% ist als beispielhaft zu verstehen.

Abb. 4

Stunde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
∑ Entry in BG	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
∑ Exit aus BG	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-12	-12	-12
davon an Endverbraucher mit Höchstleistung > 300.000 kWh/h	3	3	1	2	4	4	4	6	4	4	3	2	3	2	3	2	3	4	5	4	4	4	3	3
Stündliche Differenzmenge: ∑ Entry - ∑ Exit	0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2	-2	-2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-2	-2	-2
Kumulierte stündliche Differenzmenge	0	0	0	0	0	0	-2	-4	-6	-8	-10	-12	-10	-8	-6	-4	-2	0	2	4	6	4	2	0
Toleranzmenge (5% der Tagesallokation)	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4
Überschreitung → Mengenbasis Kostenbeitrag	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2**	**4**	**6**	**8**	**6**	**4**	**2**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2**	**0**	**0**	**0**

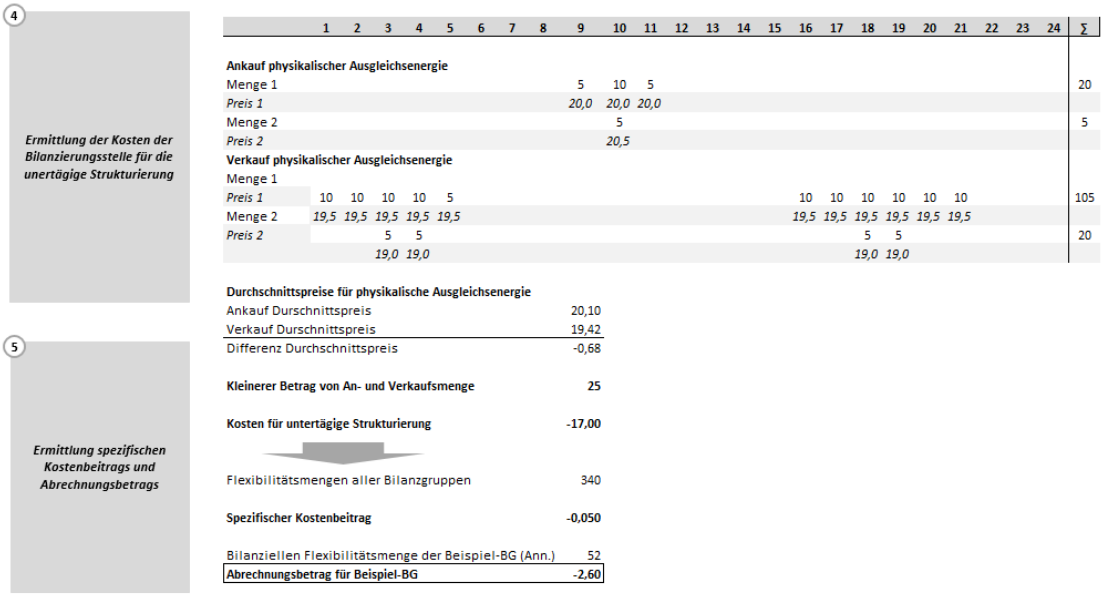


Die Kosten der Bilanzierungsstelle für die untertägige Strukturierung bilden die Basis für die Ermittlung des Kostenbeitrags für die Strukturierung und ergeben sich aus der Differenz zwischen mengengewichteten Durchschnittspreisen für An- und Verkauf physikalischer Ausgleichsenergie am jeweiligen Tag, multipliziert mit dem kleineren Betrag der gegenläufigen An- und Verkaufsmengen.

Der spezifische Kostenbeitrag für die Strukturierung in ct/kWh ergibt sich aus der Division der Kosten für die untertägige Strukturierung der Bilanzierungsstelle durch die bilanziellen Flexibilitätsmengen aller Bilanzgruppen. Der Abrechnungsbetrag je Bilanzgruppe wird durch Multiplikation dieses spezifischen Kostenbeitrags für die Strukturierung mit der bilanziellen Flexibilitätsmenge der Bilanzgruppe ermittelt.

Das folgende Zahlenbeispiel stellt die oben beschriebene Ermittlungslogik von mengengewichteten Durchschnittspreisen bis hin zum Abrechnungsbetrag je Bilanzgruppe beispielhaft dar.

Abb. 5



4 *Ermittlung der Kosten der Bilanzierungsstelle für die unertägige Strukturierung*

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Σ
Ankauf physikalischer Ausgleichsenergie																									
Menge 1									5	10	5														20
Preis 1									*20,0*	*20,0*	*20,0*														
Menge 2										5															5
Preis 2										*20,5*															
Verkauf physikalischer Ausgleichsenergie																									
Menge 1																									
Preis 1	10	10	10	10	5											10	10	10	10	10	10				105
Menge 2	*19,5*	*19,5*	*19,5*	*19,5*	*19,5*											*19,5*	*19,5*	*19,5*	*19,5*	*19,5*	*19,5*				
Preis 2			5	5														5	5						20
			19,0	*19,0*														*19,0*	*19,0*						

5 *Ermittlung spezifischen Kostenbeitrags und Abrechnungsbetrags*

Durchschnittspreise für physikalische Ausgleichsenergie	
Ankauf Durschnittspreis	20,10
Verkauf Durschnittspreis	19,42
Differenz Durchschnittspreis	-0,68
Kleinerer Betrag von An- und Verkaufsmenge	**25**
Kosten für untertägige Strukturierung	**-17,00**
Flexibilitätsmengen aller Bilanzgruppen	340
Spezifischer Kostenbeitrag	**-0,050**
Bilanziellen Flexibilitätsmenge der Beispiel-BG (Ann.)	52
Abrechnungsbetrag für Beispiel-BG	**-2,60**

Fragen für die Konsultation:

- I: Sind angesichts des neuen Modells zu untertägigen Verpflichtungen die deutlich erhöhten Grenzen für die Erfassung der untertägigen Struktur (vertraglich vereinbarte Höchstleistung von mehr als 300.000 kWh/h) aus Ihrer Sicht angemessen?
- J: Soll die Toleranzgrenze ex-ante (als Prozentsatz) für einen längeren Zeitraum vorgegeben werden oder ex-post auf Basis der täglichen tatsächlichen Linepack-nutzung ermittelt werden?
- K: Soll auf untertägige Verpflichtungen insgesamt verzichtet werden, mit der Konsequenz, dass allfällige Kosten der Bilanzierungsstelle zur untertägigen Strukturierung in der Bilanzierungsumlage gedeckt werden müssen bzw. es allenfalls zu einer potentiell häufigeren Anwendung des Mechanismus zur Einschränkung von Bilanzgruppen-Unausgeglichenheiten (siehe Kapitel 3.10) kommt?

3.7 Kosten- und Erlösneutralität durch die tägliche Ermittlung der Bilanzierungsumlage

Im Gleichtakt mit der täglichen Ausgleichsenergieabrechnung wird vorgeschlagen, die Bilanzierungsumlage ebenso täglich zu ermitteln und gemeinsam mit der Ausgleichsenergieabrechnung zu verrechnen.

Damit werden Gewinne und Verluste im Zusammenhang mit den Bilanzierungstätigkeiten zeitnahe und möglichst verursachungsgerecht ausgeglichen, kumulative Effekte und damit einhergehende Sprünge der Umlage verhindert und Liquiditätseffekte minimiert.[9]

Im Rahmen der Ermittlung der Bilanzierungsumlage werden entsprechend den Vorgaben des Art. 29 NC BAL Erlöse und Kosten aus physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen und der Ausgleichsenergieabrechnung sowie Erlöse aus dem Kostenbeitrag für die Strukturierung[10] berücksichtigt.

Die Ermittlung der Bilanzierungsumlage in ct/kWh erfolgt entsprechend den Vorgaben des Art. 30 Abs. 3 NC BAL indem der Saldo der ermittelten Erlöse und Kosten durch die Summe sämtlicher Ein-/Ausspeise-Allokationen des jeweiligen Gastages dividiert wird. Die Bilanzierungsumlage je Bilanzgruppe ergibt sich durch Multiplikation dieses Betrags mit den Ein-/Ausspeise-Allokationen dieser Bilanzgruppe für den jeweiligen Gastag.

Die Verrechnung der Bilanzierungsumlage ist ein separater Bestandteil der Ausgleichsenergieverrechnung und wird im 1. Clearing mitabgebildet.

Fragen für die Konsultation:

- L: Ist die tägliche Ermittlung der Bilanzierungsumlage aus Ihrer Sicht sinnvoll und wünschenswert?
- M: Bis zu welcher Höhe (in ct/kWh) wird eine ex-post ermittelte (und damit ex-ante unbekannte) Bilanzierungsumlage als akzeptabel angesehen?
- N: Wird die verursachungsgerechte, tagesscharfe Ermittlung der Bilanzierungsumlage gegenüber einer langfristig festgelegten Bilanzierungsumlage (mit entsprechenden zeitversetzten Korrektureffekten) als vorteilhaft gesehen?

[9] Aufgrund der im NC BAL vorgeschriebenen Preisgestaltung für Ausgleichsenergie (Grenzpreise) und der Umlage auf alle Ein- und Ausspeiseallokationen im Marktgebiet, wird erwartet, dass die Umlage der Höhe nach gering ist und überwiegend in einer Gutschrift für die BGV resultieren wird (jedenfalls bei untertägigen Verpflichtungen lt. Modell).

[10] In Abhängigkeit von der Ausgestaltung des finanziellen Clearingsystems müssen entsprechend den Vorgaben des Art. 31 Abs. 3 NC BAL Verluste aus Zahlungsausfällen berücksichtigt werden.

3.8 Zeitnahe und gleichzeitig effiziente Abrechnung durch Nutzung etablierter finanzieller Clearingprozesse

Das vorgeschlagene Bilanzierungsmodell hat das Ziel, offene Positionen und damit verbundene Liquiditäts- und Risikoeffekte für alle Marktteilnehmer möglichst gering zu halten. Dazu soll die Ausgleichsenergieabrechnung (inkl. Beitrag aus der Bilanzierungsumlage und Kostenbeitrag für die Strukturierung) bereits innerhalb von 3 Tagen nach dem jeweiligen Gastag auf Basis der dann vorliegenden Allokationsdaten (siehe Kapitel 3.2) erfolgen (1. Clearing). Dazu haben die Netzbetreiber die verrechnungsrelevanten Daten spätestens zwei Arbeitstage nach dem zu verrechnenden Gastag (D+2) an die Bilanzierungsstelle zu übermitteln.

Differenzen zwischen den für die Ausgleichsenergieabrechnung herangezogenen Ausspeiseallokationen und dem tatsächlich gemessenen bzw. abgelesenen Verbrauch der Endverbraucher (Mehr- und Mindermengen) werden im Rahmen des 2. Clearings (Mehr- und Mindermengenabrechnung, siehe Kapitel 3.9) spätestens nach 14 Monaten mit dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis des jeweiligen Gastages je Bilanzgruppe und gegenüber dem BGV ausgeglichen.

Die Bilanzierungsstelle kann sich für die Abwicklung des finanziellen Clearings (für Ausgleichsenergie- und Mehr- und Mindermengenabrechnung) einer geeigneten (und bereits etablierten) Clearingstelle bedienen, wobei davon ausgegangen wird, dass eine Clearingstelle dann geeignet ist, wenn sie das finanzielle Clearing einerseits technisch und kosteneffizient abwickeln kann und andererseits marktgebietsübergreifende Synergien für Marktteilnehmer hinsichtlich Kosten, Prozessen, etc. realisiert werden können.

Damit würden sich die bisher verpflichtenden Verträge zur Börsezulassung auf den verpflichtenden Vertragsabschluss mit einer entsprechenden Clearingstelle reduzieren.

Fragen für die Konsultation:

- O: Wäre die zeitnahe finanzielle Abrechnung von Tagesungleichgewichten über eine z.B. weitgehend automatisierte finanzielle Clearingstelle (z.B. Börse-Clearingstelle) aus Ihrer Sicht effizient und sinnvoll?

3.9 Zentrale Mehr- und Mindermengenabrechnung[11] für alle Verteilernetze

Mengendifferenzen je Bilanzgruppe, welche sich zwischen den für die Ausgleichsenergieabrechnung herangezogenen Ein- und Ausspeisemengen zu Endverbrauchern und den gemessenen oder abgelesenen Verbrauchsmengen von Endverbrauchern ergeben, werden spätestens 14 Monate nach der Ausgleichsenergieabrechnung zum jeweiligen mengengewichteten Durchschnittspreis des Gastages abgerechnet (2. Clearing). Berücksichtigt wird wie in der Ausgleichsenergieabrechnung jeder einzelne Gastag, allerdings erfolgt die Abrechnung gesammelt für den jeweiligen Kalendermonat.

Die Abrechnung erfolgt durch die Bilanzierungsstelle und das finanzielle Clearing erfolgt ident zur Ausgleichsenergieabrechnung durch die Clearingstelle.

Im folgenden vereinfachten Beispiel hat ein Versorger mehrere SLP-Kunden und ist selbst BGV, der Abrechnungszeitraum besteht zur Vereinfachung des Beispiels aus drei Tagen:

Abb. 6

Tag	Allokation für AE-Abrechnung (Basis: SLP mit Ist-Temperatur und Vorjahresverbrauch für den Zählpunkt)	Allokation für Mehr-/Mindermengen-abrechnung (Basis: SLP mit Ist-Temperatur und abgelesener Verbrauch für den Zählpunkt)	Saldo	Börse-Referenz-preis	Abrechnungsbei-trag (positiv: Gutschrift für BGV)
Einheit	*[MWh]*	*[MWh]*	*[MWh]*	*[EUR/MWh]*	*[EUR]*
Tag 1	50	48	+2	17,5	+35,0
Tag 2	55	53	+2	18,0	+36,0
Tag 3	54	55	-1	18,5	-18,5
Mehr-/Mindermengenabrechnung für Betrachtungszeitraum					**+52,5**

3.10 Mechanismus zur Einschränkung von nicht marktbasiert beherrschbaren Bilanzgruppen-Unausgeglichenheiten

Aufgrund der im Vergleich zu den Transitmengen eingeschränkten Liquidität des österreichischen virtuellen Handelspunktes kann nicht davon ausgegangen werden, dass sämtliche potentiell möglichen Bilanzungleichgewichte an diesem Punkt in ausreichender Menge beschafft werden können.

Daher soll der bestehende Mechanismus zur Einschränkung von nicht marktbasiert beherrschbaren Bilanzgruppen-Unausgeglichenheiten in modifizierter Form aufrechterhalten werden.

[11] Gem. Art 2 NC BAL

Dementsprechend soll der MVGM weiterhin eine Änderung der Mengenanmeldung jener Bilanzgruppen erwirken, die mit ihren vorläufigen Tagesunausgeglichenheiten die Netzstabilität gefährden, sofern marktbasierte physikalische Bilanzierungsmaßnahmen nicht ausreichend sind, um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten.

Die Modifikation beschränkt sich auf die Berücksichtigung von Ausspeisungen zu Endverbrauchern. Hier wurden bislang Endverbraucherfahrpläne in der Berechnung der vorläufigen Tagesunausgeglichenheiten berücksichtigt. An Stelle dieser (im vorgeschlagenen System entfallenden) Endverbraucherfahrpläne tritt die jeweils aktuellste vorläufige Tagesunausgeglichenheit (siehe Kapitel 3.4).

3.11 Transparente Netzbilanzierung

Zielsetzung:
Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber sind im vorgeschlagenen Bilanzierungssystem weiterhin verpflichtet, eine besondere Bilanzgruppe zu führen und einen entsprechenden BGV zu benennen.

Ziele der Weiterentwicklung der Netzbilanzierung sind:

1. Die lückenlose und nachvollziehbare Überleitung zwischen:
   - den Allokationsdaten im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung und der Mehr-/Mindermengenabrechnung,
   - den tatsächlich gemessenen Gasflüssen (Energiemengen zu Ist-Brennwerten) an den Grenzen des Marktgebiets und den Netzkopplungspunkten der jeweiligen Netze und
   - den Veränderungen des Leitungsinhalts der Fernleitungs- und Verteilernetze.

2. Klarheit und Transparenz bezüglich:
   - der Anwendung von Verrechnungs- und Ist-Brennwerten und
   - der Kostentragung im Rahmen der Bilanzierungsumlage bzw. in der Netztarifierung.

Brennwertermittlung:
Die Ermittlung des Verrechnungsbrennwerts erfolgt unverändert gemäß den Regelungen in Anlage 2 zur aktuell gültigen GMMO-VO. Die Ermittlung der Ist-Brennwerte erfolgt durch den MVGM täglich auf Basis der vorliegenden, von den Netzbetreibern gemessenen Brennwerten anhand einer Brennwertrekonstruktion:

- Ist-Brennwert je Ein- und Ausspeisepunkt des Marktgebietes (exkl. Endverbraucher)
- Ist-Brennwert je Netzkopplungspunkt zwischen Netzbetreibern
- mengengewichteter Ist-Brennwert für alle Ausspeisepunkte zu Endverbrauchern eines Netzbetreibers.

Allokationskomponenten der Netzbilanzierung:
Die nachfolgende Tabelle zeigt zusammenfassend die für die Netzbilanzierung relevanten Allokationskomponenten, deren Ermittlungsmethode und sofern relevant, den anzuwendenden Brennwert:

Tab. 3

Nr.	Allokationskomponente	Ermittlung	Brennwert für Allokation
1	Allokierte Ein-/Ausspeisungen Grenzübergangspunkte (Fernleitungs- & Verteilernetze)	allokiert wie nominiert	nicht relevant
2	Allokierte Ein-/Ausspeisungen Speicher	allokiert wie nominiert	nicht relevant
3	Allokierte Ein-/Ausspeisungen Erdgasproduktion	allokiert wie nominiert	nicht relevant
4	Ein-/Ausspeisungen Produktion Bio- & Synthesegas	gemessen	Ist-Brennwert
5	Allokierte Ausspeisungen zu Endverbrauchern LPZ	gemessen	Verrechnungsbrennwert[12]
6	Allokierte Ausspeisungen zu Endverbrauchern SLP	gemessen[13]	Verrechnungsbrennwert
7	Gemessene Übergaben an Netzkopplungspunkten zwischen Netzen im Marktgebiet	Gemessen	Ist-Brennwert
8	Nominierung für die Beschaffung des Eigenverbrauchs	allokiert wie nominiert	nicht relevant
9	Gemessener Eigenverbrauch	Gemessen	Verrechnungs-brennwert
10	Ungemessener Eigenverbrauch	Berechnet	Verrechnungs-brennwert

[12] Gemäß § 126 Abs. 3 Z. 7 GWG 2011 ist für Ausspeisungen zu Endverbrauchern der Verrechnungsbrennwert anzusetzen, ausgenommen es erfolgt eine Brennwertmessung vor Ort.
[13] Standardlastprofil, mit Mehr- und Mindermengenabrechnung nach 14 Monaten.

Verrechnungskomponenten der Netzbilanzierung:

Auf Basis der durch den MVGM ermittelten Ist-Brennwerte und Messwerte an sämtlichen Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes und Netzkopplungspunkten sind im Rahmen der Netzbilanzierung folgende Komponenten zu ermitteln und falls verrechnungsrelevant auf Basis des mengengewichteten Durchschnittspreises abzurechnen.

Tab. 4

Nr.	Komponente	Ermittlung	Verrechnungsrelevanz
1	Auf- bzw. Abbau von OBAs	Differenz zwischen Allokationen und tatsächlichem Lastfluss mit Ist-Brennwert an Punkten mit Allokationsverfahren „allokiert wie nominiert“	nein *(Grundlage für das Allokationsverfahren „allokiert wie nominiert“)*
2	Auf- bzw. Abbau des Netzinhalts (Linepack)	Differenz zwischen Leitungsinhalt zu Beginn und Ende des Gastages	nein *(dient primär dem physikalischen Ausgleich und dem Erhalt der Transportfähigkeit)*
3	Brennwertdifferenz der Ausspeisungen zu Endverbrauchern	Allokationsdaten zu Endverbrauchern (LPZ und SLP) bewertet mit der Differenz zwischen mengengewichtetem Ist-Brennwert und Verrechnungsbrennwert	ja
4	Restsaldo („gas unaccounted for“)	Differenzen zwischen Mess- und Allokationsdaten, die nicht durch die Komponenten 1-3 erklärbar sind (z.B. systemimmanenter Fehler aus der Anwendung von Standardlastprofilen, Messdifferenzen etc.).	ja

Die Verrechnungsrelevanz und nachfolgende Berücksichtigung in Systemnutzungsentgelten begründet sich daraus, dass für Endverbraucher Vor-/Nachteile aus diesen Differenzen durch die Ermittlung der Systemnutzungsentgelte kompensiert werden können.

Als Ergebnis der Netzbilanzierung werden somit Brennwertdifferenzen aufgrund der Anwendung des Verrechnungsbrennwerts an Ausspeisepunkten zu Endverbrauchen und Restlastfehler verursachungsgerecht jenem Netz zugeordnet, in dem die jeweilige Ausspeisung an Endverbraucher erfolgt und stellen dort einen Kostenbestandteil für die Ermittlung der Systemnutzungsentgelte dar.

3.11 Spezielle Regelungen für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

Die Bilanzierung der Marktgebiete für Tirol und Vorarlberg erfolgt weiterhin über den Zugang zum virtuellen Handelspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes. Die zur Versorgung der Kunden in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg erforderlichen Gasmengen sind im Umfang der Verbrauchsprognosen weiterhin am virtuellen Handelspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes dem MVGM zu übergeben.

Die Ausgleichsenergieabrechnung erfolgt dann durch die zentrale Bilanzierungsstelle in der oben beschriebenen Art und Weise, d.h.:

- nach den in Kapitel 3.2 beschriebenen Zeitreihentypen und Allokationsverfahren,
- nach dem in Kapitel 3.3 beschriebenen täglichen Ausgleichsenergieabrechnungsverfahren,
- nach den in Kapitel 3.4 beschriebenen Datenbereitstellungsverfahren,
- nach der in Kapitel 3.5 beschriebenen Preisgestaltung für Ausgleichsenergie,
- unter Anwendung der in Kapitel 3.6 definierten untertägigen Verpflichtungen,
- nach dem in Kapitel 3.7 beschriebenen Verfahren zur Bilanzierungsumlage
- nach dem in Kapitel 3.8 beschriebenen zeitnahen Abrechnungsverfahren
- nach dem in Kapitel 3.9 beschriebenen Verfahren zur Mehr-/Mindermengenabrechnung
- nach dem in Kapitel 3.10 beschriebenen Verfahren zur Netzbilanzierung

4 Abkürzungen

AE	Ausgleichsenergie
BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
LPZ	Lastprofilzähler
MG	Marktgebiet
MGM	Marktgebietsmanager
MVGM	Markt- und Verteilergebietsmanager
NCG	NetConnect Germany
SLP	Standardlastprofil
VGM	Verteilergebietsmanager
VHP	Virtueller Handelspunkt
VPB	Betreiber des Virtuellen Handelspunkts