Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells für den österreichischen Gasmarkt

Überarbeitete Version auf Basis der Ergebnisse des durchgeführten Stakeholderprozesses

Die in diesem Dokument zusammengefassten Informationen, Positionen oder Vorschläge sind in keiner Weise als eine verbindliche Interpretation der bestehenden Bestimmungen der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 oder einer verbindlichen Festlegung von Rechtsnormen in einer zukünftigen Gas-Marktmodell-Verordnung zu verstehen. Die Erlassung und Auslegung jeglicher Aspekte dieser Verordnung ist einer späteren Entscheidung des Vorstands der E-Control nach Durchführung eines öffentlichen Begutachtungsverfahrens und Anhörung des Energiebeirates vorbehalten.

© 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 13.06.2019

Inhalt

1 Einleitung ... 4
2 Evolution des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells ... 4
3 Zusammenfassung der wesentliche Elemente ... 6
4 Nutzen des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells ... 7
5 Detailbetrachtung der jeweiligen Aspekte ... 8
5.1 Institutioneller Aufbau ... 8
5.2 Integrierte Tagesbilanzierung sämtlicher Ein-/Ausspeisungen im Marktgebiet ... 9
5.3 Ergänzende untertägige Verpflichtungen/Anreize ... 13
5.4 Informationsbereitstellung ... 19
5.5 Mechanismus zur Einkürzung von nicht marktbasiert beherrschbaren BG-Unausgeglichenheiten ... 21
5.6 Kommerzielle Abwicklung ... 22
5.7 Netzbilanzierung ... 24
6 Spezielle Regelungen für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ... 27
7 Abkürzungen ... 28

1 Einleitung

Das aktuelle österreichische Bilanzierungsmodell sieht sich derzeit vielfältigem Handlungsdruck ausgesetzt. Einerseits stellt das bestehende österreichische Bilanzierungsmodell (trotz damaliger umfassender Verbesserung zum Status Quo vor dem 1.1.2013) Marktteilnehmer insbesondere im Marktgebiet Ost vor eine beträchtliche vertragliche und operative Komplexität, die im Wesentlichen in der Trennung in zwei separate Systeme (ex-ante-Bilanzierung durch den Marktgebietsmanager (MGM) mit verpflichtender Teilnahme an der Gasbörse und ex-post-Bilanzierung durch den Bilanzgruppenkoordinatoren (BKO)) begründet ist. Andererseits besteht fortwährende Kritik durch ACER sowie unterschiedlicher Marktteilnehmer vor dem Hintergrund der Anforderungen der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (NC BAL). Insgesamt wird das bestehende Bilanzierungsmodell international durchaus kritisch gesehen und ACER hat dies auch bereits in den letzten Implementierungsberichten zum NC BAL zum Ausdruck gebracht.[1] Darüber hinaus besteht für die Regulierungsbehörde gemäß § 41 Abs 4 GWG 2011 ein gesetzlicher Auftrag zur Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetz.

Vor diesem Hintergrund stellt nur die gesamthafte Weiterentwicklung der Marktregeln zur Schaffung eines integrierten Bilanzierungssystems eine tatsächlich zulässige Option dar und steht im Fokus dieses Konzepts.[2] Durch eine derartige Anpassung wird nicht nur die Konformität der Regelungen mit europäischen und nationalen Vorgaben sichergestellt, sondern gleichermaßen die Grundlage für eine umfassende Optimierung des Marktmodells in Bezug auf effizientere Abläufe, konsolidierte Verantwortlichkeiten und schlussendlich Verbesserungen für Marktteilnehmer geschaffen.

Zu berücksichtigen ist, dass sich Motivation und Notwendigkeit für die Weiterentwicklung insbesondere aus der Situation im Marktgebiet Ost ergeben; demzufolge ist dieses Konzept auch auf die Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells im Marktgebiet Ost konzentriert. Ungeachtet dessen ergeben sich Implikationen für die Bilanzierung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg, welche im abschließenden Abschnitt gesondert adressiert werden.

Dieses Dokument dient der inhaltlichen Beschreibung der geplanten Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells und ist folgendermaßen aufgebaut: im Abschnitt 2 werden der bisherige Verlauf der Arbeiten als auch die nächsten Schritte erörtert. Abschnitt 3 bietet eine Zusammenfassung der wesentlichen Charakteristika des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells, während sich Abschnitt 4 mit dem daraus entstehenden Nutzen beschäftigt. Im Abschnitt 5 werden die unterschiedlichen Modellelemente detailliert ausgeführt und Abschnitt 6 fasst die Implikationen gesondert für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg zusammen.

2 Evolution des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells

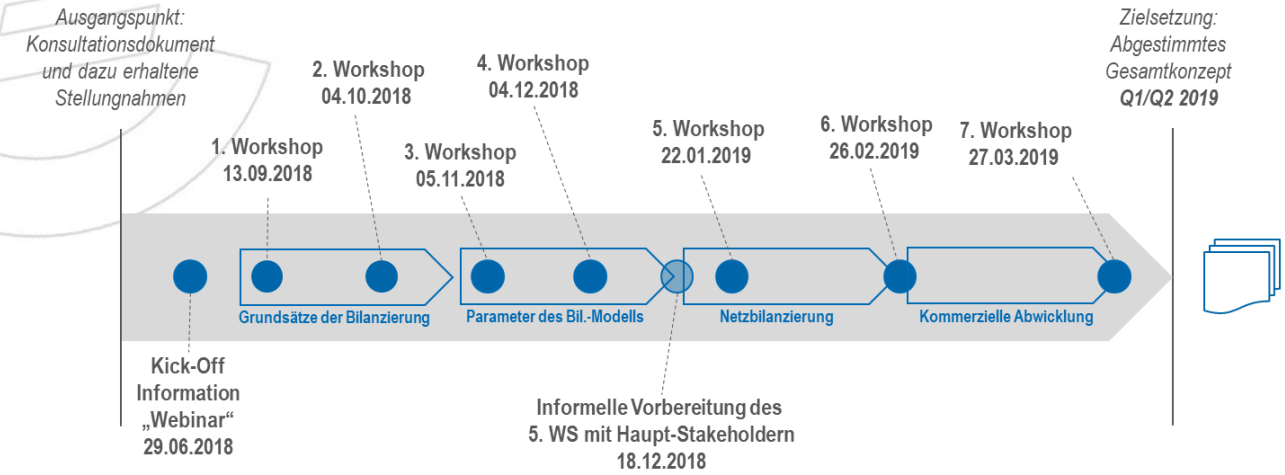
Der Auftakt des Prozesses zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells erfolgte im März 2018 mit der öffentlichen Konsultation einer Erstversion dieses Konzepts. Zur Aufarbeitung der Stellungnahmen und vertiefenden Diskussion der unterschiedlichen Themenstellungen wurde im 2. Halbjahr 2018 ein Stakeholderprozess initiiert. Im

[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] Für Hintergrundinformationen siehe die Unterlage des 1. Workshops im Rahmen des Stakeholderprozesses: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/WS01+Grundsaetze_der_Bilanzierung_180913.pdf/ae1a350d-e30c-10d5-6e7d-757f8462703a

Rahmen von sieben in diesem Kontext durchgeführten Workshops, wurden sämtliche Aspekte der geplanten Weiterentwicklung mit Branchenvertretern diskutiert (siehe dazu Abbildung 1).

Abbildung 1



Ziel der Diskussionen war es, jeweils ein einheitliches Verständnis und eine abgestimmte, weiterentwickelte inhaltliche Ausarbeitung des ursprünglichen Konzepts zu erreichen. Sämtliche im Rahmen des Stakeholderprozesses diskutierten Unterlagen sind auf einem eigenem Bereich auf der Webseite der E-Control bereitgestellt; dies gilt gleichermaßen für ein umfassendes Ergebnisdokument als Zusammenfassung des Stakeholderprozess.[3]

Diese Ergebnisse sind unmittelbar in die gegenständliche Überarbeitung des ursprünglich konsultierten Konzepts eingeflossen und stellen somit die Grundlage für die nachfolgende, formale Umsetzung der Regelungen im Rahmen einer Neuerlassung der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO) dar.

Die geplanten Meilensteine für die konkrete Umsetzung der Weiterentwicklung sind:

Sep. 2019	Veröffentlichung des Verordnungsentwurfs zur Neuerlassung der GMMO-VO zur Umsetzung des Gesamtkonzepts > Start einer 2-monatigen Konsultationsphase > Ggf. öffentliche Veranstaltung dazu
Nov./Dez. 2019	Würdigung der erhaltenen Stellungnahmen und ggf. Überarbeitung der Dokumente
Anfang 2020	Neuerlassung der GMMO-VO mit Inkrafttreten per 01.10.2021
Anfang 2020	Auftakt zur Ausschreibung für Benennung der Bilanzierungsstelle ab 01.10.2021
bis Mitte 2020	Abschluss der Benennung der Bilanzierungsstelle ab 01.10.2021
bis Apr. 2021	Erarbeitung, Konsultation und Erlassung der Sonstigen Marktregeln
bis Apr. 2021	Konsultation und Genehmigungen der Allgemeinen Bedingungen der Systemoperatoren
1. Oktober 2021	Inkrafttreten des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells

[3] Siehe dazu: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/weiterentwicklung-bilanzierungsmodell

3 Zusammenfassung der wesentliche Elemente

- Etablierung einer integrierten Tagesbilanzierung (Fernleitungsnetz + Verteilergebiet) mit einheitlichen Regeln für sämtliche Ein-/Ausspeisepunkte und singulärer Regelenergie-Bewirtschaftung
  - Bandförmige Allokation der Abgabe von Gasmengen an Endverbraucher <300 MWh/h
  - Bepreisung von Ausgleichsenergie gemäß Vorgaben des NC BAL
  - Festlegung der kleinen Anpassung gemäß NC BAL in Höhe von 3%
- Ergänzung der Tagesbilanzierung um strikte Untertägige Anreize
  - Zuordnung der für untertätige Strukturierung verfügbare Netzpuffers an BGs in Form einer Toleranz auf Basis der Endkundenallokationen
  - Konservative Festlegung einer Toleranz in Höhe von 4%
  - Abrechnung eines Kostenbeitrags für die Strukturierung ggü. Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) ausschließlich an Tagen mit gegenläufigem Regelenergieeinsatz
  - Allfällige Ermittlung der Mengenbasis anhand der kumulierten untertägigen Toleranzüberschreitungen
  - Verursachungsgerechte Bepreisung auf Basis von tatsächlichen Kosten/Erlösen der Bilanzierungsstelle für die untertägige Strukturierung
- Umfangreiche Informationsbereitstellung zum jeweiligen Bilanzgruppen- und Marktgebietsstatus
- Fortgesetzte Übermittlung von Großabnehmerfahrpläne für Zwecke der Netzsteuerung (keine Bilanzierungsrelevanz); generelle Endverbraucherfahrpläne sind nicht mehr erforderlich/vorgesehen
- Mechanismus zur Einkürzung von BGs ist weiter vorgesehen; Anpassung der Methodik zur Berücksichtigung der veränderten Datenbasis erforderlich
- Überarbeitung der Netzbilanzierung zur Steigerung der Transparenz, Verursachungsgerechtigkeit und Zukunftsfähigkeit der Systematik
  - Flexibilisierung der Brennwerte an Netzkopplungen (Annäherung an Ist-Brennwerte auf Basis von Brennwertverfolgung und Simulation); Sicherstellung der Kompatibilität mit einer ggf. gesondert erfolgenden Brennwert-Flexibilisierung im Rahmen der Endkunden-Abrechnung (siehe ÖVGW Prozess)
  - Anpassung der Allokationskomponenten im Einklang mit der grundsätzlichen Zielsetzung
  - Abrechnung von Linepack-Veränderungen ggü. VNB entfällt; Brennwertdifferenzen (nur relevant falls keine Flexibilisierung der Abrechnungsbrennwerte erfolgen sollte) und sonstige Differenzmengen werden ggü. VNB abgerechnet und über die jeweiligen Netztarife sozialisiert (bisheriges Restlastverfahren entfällt)
  - Differenziertes Verfahren für FNB (keine Bilanzierung durch Bilanzierungsstelle)
- Kommerzielle Abwicklung
  - Weitgehende Beibehaltung der bisherigen Neutralitäts- und Umlagesystematik im Verteilergebiet für die integrierte Bilanzierung
  - Ermittlung der Umlage auf Basis sämtlicher Ein-/Ausspeise-Allokationen; gleiches gilt für Clearingfee
  - Weiterentwicklung des Risikomanagements zur angemessenen Berücksichtigung von Risiken
  - Operative kommerzielle Abwicklung durch Bilanzierungsstelle
  - Monatliche Taktung der Ausgleichsenergieabrechnung; Fortführung der bisherigen Systematik für die Mehr- und Mindermengenabrechnung (2. Clearing)

In der o.g. Aufzählung nicht enthaltene Aspekte des Markt-/Bilanzierungsmodells erfahren keine wesentliche Anpassung bzw. werden nur, soweit erforderlich, an geänderte Rahmenbedingungen angepasst. Dazu zählen z.B. Regelungen hinsichtlich Bilanzgruppenmitgliedschaft, Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen, Merit Order List (MOL), etc.

4 Nutzen des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells

Vereinfachung des institutionellen Aufbaus

Das bestehende Gasmarktmodell ist geprägt durch eine Vielzahl unterschiedlicher Systemoperatoren. Als erster Schritt zur Optimierung der historisch gewachsenen Rollenverteilung werden seit Mitte 2017 die jeweiligen, gesetzlichen Aufgaben des Verteilergebietsmanagers (VGM) und MGM[4] durch ein Unternehmen wahrgenommen.[5] Durch die Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells soll nunmehr der nächste Konsolidierungsschritt erfolgen. Während aktuell die Bilanzierungsaufgaben getrennt durch den MGM (ex-ante Bilanzierung) und den BKO (ex-post Bilanzierung) wahrgenommen werden, sollen diese zukünftig vollständig bei der Bilanzierungsstelle gebündelt werden. Weiters soll diese Bilanzierungsstelle möglichst für die Bilanzierung aller drei Marktgebiete verantwortlich zeichnen. Daraus ergeben sich für Marktteilnehmer im Wesentlichen folgende Vorteile:

- Vereinfachung des regulatorischen Rahmens
- Verschlankung der Vertragsbeziehungen zu Systemoperatoren
- Schaffung eines zentralen Ansprechpartners in Zusammenhang mit der Bilanzierung
- Vereinfachter Markteintritt für neue Marktteilnehmer

Effizientere Bilanzierungsprozesse für Marktteilnehmer

Durch die Zusammenfassung sämtlicher Bilanzierungsaufgaben bei der Bilanzierungsstelle wird, in Ergänzung zum institutionellen Aufbau, auch die operative Durchführung der Bilanzierung effizienter gestaltet. Dies entfaltet positive Wirkung auf Seiten der Systemoperatoren als auch für Marktteilnehmer. Bezugnehmend auf die Bilanzierungsstelle ergibt sich dieser Effekt aus der entfallenden Dopplung von Systemen, Prozessen, etc. für vergleichbare Aufgaben. Von einer vereinfachten Prozesslandschaft und einer reduzierten Marktkommunikation profitieren gleichermaßen die Marktteilnehmer. Neben diesen Doppelaufwänden entfällt für Marktteilnehmer auch das bisher vorliegende Risiko potentiell gegenläufiger Ungleichgewichte in den unterschiedlichen Bilanzierungssystemen für ein und denselben Tag. In einem integrierten Bilanzierungssystem wird ein gesamthafter Ausgleichsstatus gebildet, welcher naturgemäß für Marktteilnehmer nur vorteilhaft sein kann. Durch eine wesentlich umfangreichere und klarer strukturierte Informationsbereitstellung erhalten Marktteilnehmer zusätzliche Hilfestellung für ihren selbsttätigen Ausgleich. Darüber hinaus entfällt im Rahmen des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells auch die verpflichtende Börsenmitgliedschaft für BGV. In einem wettbewerblichen Umfeld wie dem österreichischen Gasmarkt ist davon auszugehen, dass in weiterer Folge auch Endkunden von dieser gesteigerten Kosten- und Systemeffizienz profitieren werden.

[4] In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg ist kein Marktgebietsmanager vorgesehen.
[5] Für Details siehe: https://www.e-control.at/presseaussendungen-2017/-/asset_publisher/UjGIhJhn2d7X/content/e-control-unterstutzt-optimierung-des-gasmarktmodells?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.e-control.at%2Fpresseaussendungen-2017%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_UjGIhJhn2d7X%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1

Etablierung eines zukunftsfähigen Modells

Wenngleich auch die Systemanpassung zur Implementierung des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells nicht ohne entsprechende Einmalaufwände auf Seiten der Systemoperatoren und Marktteilnehmer ablaufen wird können, wird dadurch jedoch ein Marktmodell mit Langfristperspektive geschaffen. Dies ist damit zu begründen, dass das weiterentwickelte Bilanzierungsmodell im Gegensatz zur bisherigen Systematik in Übereinstimmung mit gesetzlichen Vorgaben auf nationaler und europäischer Ebene steht und vor diesem Hintergrund keine weiteren Anpassungsnotwendigkeiten absehbar wären. Dadurch wird Marktteilnehmern Planungssicherheit in Bezug auf den regulatorischen Rahmen geboten. Darüber hinaus wird mit der im Rahmen der Weiterentwicklung vorgesehenen Flexibilisierung der Brennwertsystematik eine wesentliche Voraussetzung für die zunehmende Integration erneuerbarer Gase in das System geschaffen.

Absicherung der Attraktivität des österreichischen Gasmarkts in der Region

Der österreichische Gasmarkt ist als Transitmarkt, Speicherstandort und Handelsplatz von überregionaler Bedeutung. Um diese Rolle langfristig abzusichern und weiter auszubauen, ist ein effektives und effizientes Marktmodell von höchster Relevanz. Der Bilanzierung kommt in diesem Kontext eine wesentliche Rolle zu. Durch ein möglichst einfach gestaltetes und gleichermaßen treffsicheres sowie effizientes Bilanzierungsmodell kann die Rolle des österreichischen Gasmarkts in der Region und darüber hinaus entsprechend gestärkt werden sowie die Auslastung der österreichischen Gasinfrastruktur abgesichert werden.

Detaillierte Nutzen-Implikationen differenziert für die verschiedenen Marktrollen wurden im Rahmen des 1. Workshops erörtert und können der diesbezüglichen Unterlage entnommen werden.[6]

5 Detailbetrachtung der jeweiligen Aspekte

5.1 Institutioneller Aufbau

An die Stelle der bisherigen Marktrollen MGM (MG Ost) und VGM (für alle drei Marktgebiete) tritt der Markt- und Verteilergebietsmanager (MVGM)[7] 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 von einer einzigen Bilanzierungsstelle abgewickelt. Für die Bilanzierung in den drei Marktgebieten soll möglichst ein und dieselbe Bilanzierungsstelle verantwortlich zeichnen. Diese übernimmt die gesetzlichen Bilanzierungsaufgaben des BKO gemäß § 14 Abs. 1 Z 14 GWG 2011 und des BKO gemäß § 87 GWG 2011.

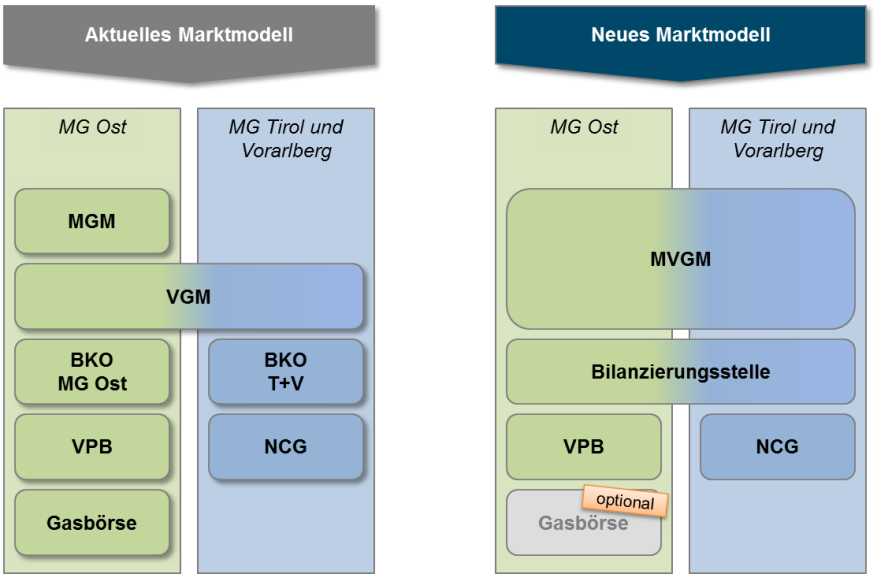
Die Benennung der Bilanzierungsstelle erfolgt gemäß § 85 GWG 2011 durch die Regulierungsbehörde nach Durchführung eines transparenten Auswahlverfahrens nach den Grundsätzen des freien und lauteren Wettbewerbs sowie der Gleichbehandlung aller Bewerber (siehe dazu Zeitplan im Abschnitt 4). Je Marktgebiet ist eine

[6] https://www.e-control.at/documents/20903/388512/WS01+Grundsaetze_der_Bilanzierung_180913.pdf/ae1a350d-e30c-10d5-6e7d-757f8462703a
[7] Nachdem im Marktgebiet Ost seit 01.06.2017 bereits beide Rollen durch ein Unternehmen wahrgenommen werden, ist dies faktisch bereits realisiert.

Bilanzierungsstelle zu benennen. Aus Gründen der Zweckmäßigkeit und Kostenersparnis soll im Rahmen des Auswahlverfahrens jedoch die Wahrnehmung der Funktion für alle drei Marktgebiete durch ein einziges Unternehmen positive Berücksichtigung finden. Weiters stellen die Unabhängigkeit und Neutralität gegenüber Marktteilnehmern sowie ein sicheres und zeitgemäßes Abwicklungssystem wesentliche Anforderungen an die Bilanzierungsstelle dar. 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).

Zusammengefasst ergeben sich im neuen Marktmodell die folgenden Veränderungen:

Abbildung 2



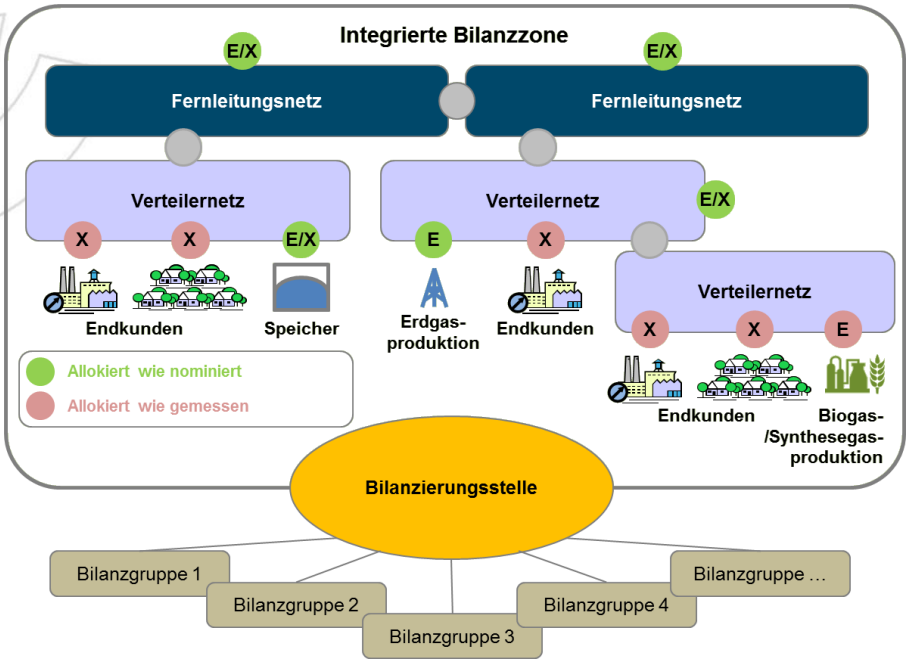
5.2 Integrierte Tagesbilanzierung sämtlicher Ein-/Ausspeisungen im Marktgebiet

5.2.1 Grundsätze der integrierten Bilanzierung

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. Das nunmehr vorgeschlagene Bilanzierungsmodell sieht eine derartige Trennung nicht mehr vor. Konkret soll mit der „integrierten Bilanzierung“ eine singuläre Bilanzierungszone mit einheitlichen Regeln für sämtliche Ein-/Ausspeisepunkte des Marktgebiets (ungeachtet ob Fernleitungs- oder Verteilernetzen zugeordnet) und

singulärer Regelenergie-Bewirtschaftung geschaffen werden. Die o.g. Endverbraucherfahrpläne sind nicht mehr erforderlich und entfallen somit.[8]

Abbildung 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.

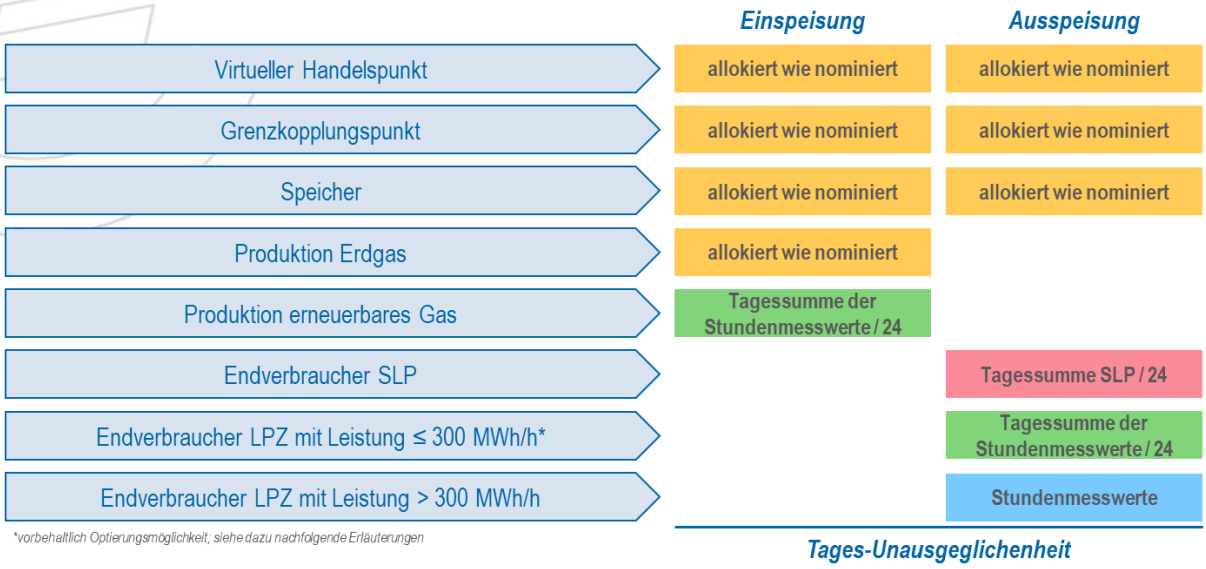
5.2.2 Tagesbilanzierung

„Tagesbilanzierung" ist eines der zentralen Prinzipien des NC BAL und sieht vor, dass sich die tägliche Ausgleichsenergiemenge eines BGV aus der Differenz zwischen sämtlichen Ein- und Ausspeisungen dieses BGV am jeweiligen Gastag ergibt. Dieses Prinzip der Tagesbilanzierung steht folglich in einer die Fernleitungs- und Verteilernetze umfassenden Bilanzzone außer Streit. Der bisher existierende Mechanismus der Stundenbilanzierung ist damit nicht mehr kompatibel, jedoch sieht bereits der NC BAL die Möglichkeit vor, die reine Tagesbilanzierung um entsprechende Untertätige Anreize zu ergänzen. Von dieser Option soll im Rahmen des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells auch Gebrauch gemacht werden (siehe Abschnitt 5.3).

[8] Dies gilt nicht für Großabnehmerfahrpläne, welche weiterhin für Zwecke der Netzsteuerung erforderlich sein werden (siehe dazu Abschnitt 5.4.3). Für weiterführende Informationen in Bezug auf diesbezügliche Diskussion im Rahmen des Stakeholderprozesses siehe z.B. https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Kurzprotokoll_Stakeholderprozess+BAL_WS04+2018-12-04.pdf/c1e2c0c9-a363-3035-aec7-2cdca63d8bb6

Für die nunmehr integrierte Tagesbilanzierung des gesamten Marktgebietes werden in der Ausgleichsenergieabrechnung der Bilanzierungsstelle gegenüber BGV folgende Zeitreihen in Energieeinheiten herangezogen:

Abbildung 4



** Vorbehaltlich Optierungsmöglichkeit; siehe dazu die nachfolgenden Erläuterungen.*

Die Abgabe von Gasmengen an Endverbraucher wird grundsätzlich als gleichmäßige (d.h. bandförmige) Allokation in der Bilanzierung berücksichtigt.[9] Die Ausnahme stellen Endverbraucher mit LPZ und einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung >300 MWh/h dar; für diese erfolgt die Allokation zwingend auf Basis des tatsächlichen Stundenprofils der Messwerte. Die Ermittlung dieser Grenze basiert auf umfangreichen Analysen und Diskussionen im Rahmen des Stakeholderprozesses.[10]

Eine weitere, potentielle Ausnahme liegt in der Optimierungsmöglichkeit für BGV in Bezug auf Endverbraucher mit LPZ und einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung ≤300 MWh/h begründet. Konkret soll die Bilanzierungsstelle eine operativ effiziente Abwicklungsmöglichkeit bereitstellen, die es BGV erlaubt, für einzelne Zählpunkte zu optieren. Diese werden sodann, nicht wie standardmäßig vorgesehen, mit einer bandförmigen Ausspeiseallokation in der Bilanzierung erfasst, sondern das tatsächliche Stundenprofil der Messwerte wird allokiert.

Für die Allokation von Ausspeisungen zu SLP-Endverbrauchern kommt einheitlich der synthetisch auf Basis des jeweiligen Standardlastprofils und der Ist-Temperatur ermittelte Tageswert zur Anwendung[11], was eine Abbildung des Basisfalls des NC BAL darstellt.[12]

[9] Konkret wird in der Bilanzierung somit eine 24-Zeitreihe erfasst, welche sich aus 24 identen Stundenwerten zusammensetzt.
[10] Für weiterführende Details und Hintergrundinformationen wird insbesondere auf den Abschnitt 5.4.3. in der Zusammenfassung des Stakeholderprozesses verwiesen: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2019-04-15+Zusammenfassung_Stakeholderprozess+BAL_WS07__postWS-Version+190415_DE.pdf/b4a39933-1019-39a4-b0bf-853bcbe2e631
[11] Restlastfehler werden in dem vorgeschlagenen Modell durch die jeweiligen Verteilernetzbetreiber getragen (siehe Abschnitt 5.7.3).
[12] Beim Basisfall und bei der Variante 1 der Modelle für die Informationsbereitstellung wird das gesamte in das Verteilernetz eingespeiste Gas mengenmäßig zugeteilt.

5.2.3 Physikalische Bilanzierungsmaßnahmen

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; die Prinzipien und Instrumente hierfür bleiben im Vergleich zum aktuell bestehenden Marktmodell weitgehend unverändert. Die Einsatzreihenfolge soll weiterhin folgendermaßen gestaltet sein:

- den Handel von standardisierten Produkten an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt
- Standardprodukte der Merit Order List (§ 31 Abs. 2 Z 1 GMMO-VO)
- Flexibilitätsprodukte der Merit Order List (aktuell basierend auf § 31 Abs. 2 Z 2 GMMO-VO)

Derartige Maßnahmen sollen nur in jenem Umfang gesetzt werden, in dem der je nach Transportsituation verfügbare Netzpuffer der Fernleitungs- und Verteilernetze nicht ausreicht, um den erforderlichen Ausgleich herzustellen. Grundsätzlich soll die primäre Nutzung des Netzpuffers und daraus folgende Vermeidung/Reduktion des Einsatzes physikalischer Ausgleichsmaßnahmen der Verringerung des Kostenbeitrags für die Strukturierung (siehe Abschnitt 5.3.3) bzw. der Ausgleichsenergiepreise (siehe Abschnitt 5.2.4) dienen.

5.2.4 Abwicklung der Tagesbilanzierung und anwendbarer Preis

Ungeachtet der operativen Umsetzung physikalischer Bilanzierungsmaßnahmen durch den MVGM (siehe dazu vorheriger Abschnitt) obliegt der Bilanzierungsstelle die finanzielle Verantwortung für beschaffte physikalische Bilanzierungsmaßnahmen. Diese wiederum rechnet auftretende Tagesunausgeglichenheiten von Bilanzgruppen vollständig gegenüber dem jeweiligen BGV finanziell ab.[13] Der BGV trägt gegenüber der Bilanzierungsstelle die wirtschaftliche Verantwortung für die vollständige tägliche Ausgeglichenheit seiner Bilanzgruppe(n). Die tägliche Ausgleichsenergiemenge ergibt sich dabei, wie durch Abbildung 4 dargestellt, als Differenz zwischen sämtlichen Ein- und Ausspeiseallokationen im Marktgebiet. Ein Angebot von Netzpufferflexibilitätsdienstleistungen gemäß Art. 21 NC BAL ist nicht vorgesehen.

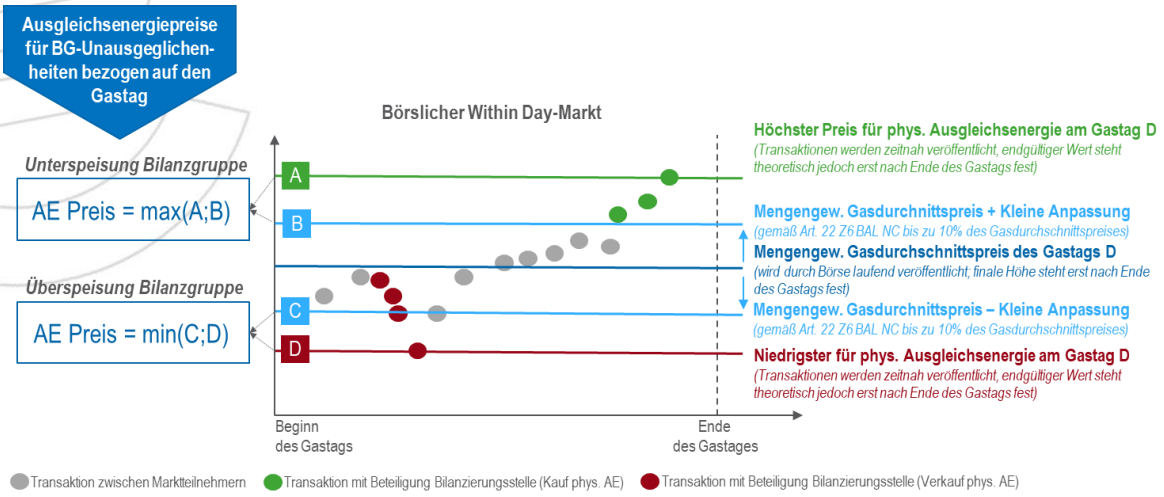
Die Preisbildung für die tägliche Abrechnung bilanzieller Tagesunausgeglichenheiten folgt den Vorgaben von Art. 19 bis 23 NC BAL und basiert somit auf Grenzpreisen der physikalischen Ausgleichsenergieeinkäufe bzw. verkäufe des MVGM im Namen und auf Rechnung der Bilanzierungsstelle bzw. dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis im Marktgebiet unter Berücksichtigung einer kleinen Anpassung in Höhe von 3% des Gasdurchschnittspreises.[14] Abhängig von der tatsächlichen Funktionsweise und den operativen Erfahrungen mit einer derartigen Ausgestaltung, behält sich E-Control natürlich eine zeitlich nachgelagerte Anpassung der kleinen Anpassung – nach oben als auch unten – vor.

[13] Der im aktuellen Bilanzierungssystem des MVGM vorgesehene untertägige Ausgleich von nominierten Tagesunausgeglichenheiten je Bilanzgruppe im Namen auf Rechnung des jeweiligen BGV entfällt.

[14] Wenngleich im ursprünglich konsultierten Konzept enthalten, ist nunmehr kein Helper-/Causer-Mechanismus mehr vorgesehen. Für Details siehe bspw. Zusammenfassung des 3. Workshops im Rahmen des Stakeholderprozesses: *https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Stakeholderprozess+BAL_Sichtweise+E-Control+nach+WS03+2018-11-05.pdf/6bcffc15-c06e-da54-5f92-4aff928aa0b6*

Der gesamthafte Mechanismus wird durch die nachfolgende Abbildung 5 veranschaulicht.

Abbildung 5



In Bezug auf den für die Mehr- Mindermengenabrechnung (bisher 2. Clearing) anwendbaren Preis erscheint es angebracht und sinnvoll, den Preis der initialen Ausgleichsenergieabrechnung gegenüber BGV (bisher 1. Clearing) auch für die nachgelagerte Mehr- und Mindermengenabrechnung auf Basis aktualisierter Messwerte anzuwenden; d.h. die aktuelle Systematik des BKO wird analog weitergeführt. Grundsätzlich ist auch nach Implementierung des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells für einen erforderlichen Übergangszeitraum die Durchführung des 2. Clearings für Zeiträume vor dem Implementierungszeitpunkt nach der bisherigen Regelungen zu ermöglichen.

5.3 Ergänzende untertägige Verpflichtungen/Anreize

Das vorgeschlagene Bilanzierungsmodell sieht den Einsatz untertägiger Verpflichtungen vor, um den Bedarf für physikalische Bilanzierungsmaßnahmen zu reduzieren. Gleichermaßen soll dadurch eine verursachungsgerechte Zuordnung von Kosten gegenläufiger physikalischer Ausgleichsmengen auf Verursacher ermöglicht werden und dadurch ein angemessener Anreiz zur gesamthaften Minimierung der Bilanzierungskosten und Sicherstellung der Systemstabilität durch BGV gegeben werden. Die wesentlichen Aspekte in Bezug auf diesen Mechanismus werden nachfolgend erläutert.

5.3.1 Notwendigkeit untertägiger Anreize

Der NC BAL sieht in Art. 26 bis 28 klare Voraussetzungen die Einführung und Kriterien für die Ausgestaltung untertätiger Verpflichtungen vor. Auf dieser Basis haben die FNB gemeinsam mit AGGM bereits im Vorfeld des Stakeholderprozesses den Auftrag erhalten, den grundsätzlichen Bedarf zur Einführung Untertätiger Anreize zu eruieren. Dementsprechend präsentierte AGGM im Rahmen des Stakeholderprozesses die gemeinsam mit den FNB erstellte qualitative Analyse zum Bedarf an Untertägigen Anreizen im Marktgebiet Ost.[15] Ergebnis dieser Analyse ist, dass Untertägige Anreize zur Sicherstellung der Netzintegrität und Minimierung von physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen zwingend erforderlich sind. Weiters wurde ausgeführt und diskutiert, wie die Kriterien zur Einführung von untertätigen Anreizen gemäß Art. 26 NC BAL erfüllt werden.

[15] https://www.e-control.at/documents/20903/388512/WS01+WDO_withindayobligations_130918_fin.pdf/ab148774-727d-f6c2-ea67-f73c24e1a753

Diese Einschätzung wird von der Regulierungsbehörde geteilt und ist die Ausgangsbasis für die nachfolgenden Ausführungen zur Ausgestaltung untertägiger Anreize in Bezug auf das Bilanzierungsportfolio eines BGV. Grundlogik dieses Mechanismus ist es, in Übereinstimmung mit Art. 25 Abs. 2 NC BAL einen Anreiz für BGV zu etablieren, damit diese Maßnahme setzen, um allfällige Unausgeglichenheiten ihrer Bilanzierungsportfolios (konkret Bilanzgruppen) nicht nur aggregiert über den gesamten Gastag (=Gegenstand der Tagesbilanzierung gemäß Abschnitt 5), sondern ergänzend auch während des Gastages innerhalb eines zulässigen Bereichs zu halten. Wird dieser Bereich überschritten und liegen sämtliche Voraussetzungen vor, wird durch die Bilanzierungsstelle ggü. dem BGV ein Kostenbeitrag für die Strukturierung abgerechnet.

5.3.2 Festlegung des zulässigen Bereichs auf Basis von Toleranzen

Auf Basis der in den Stellungnahmen zum ursprünglich konsultierten Konzept[16] und im Rahmen der bisherigen Diskussion vorgebrachten Argumente, erscheint es sachgerecht und angebracht, den für die untertätige Strukturierung verfügbaren Netzpuffer der Netze (darin enthalten auch der nach Können und Vermögen Netzpuffer der Fernleitungsnetze) gleichermaßen auf alle zu prognostizierenden Ein-/Ausspeisekomponenten zu verteilen; demzufolge sollen alle Endverbrauchertypen eine einheitliche Toleranz in Bezug auf die Untertägigen Anreize[17] erhalten. Wie bereits im aktuellen Bilanzierungsmodell besteht für nicht zu prognostizierende Ein-/Ausspeisungen die Erwartung, dass BGVs über ihre Nominierungen eine ausgeglichene Position sicherstellen und demzufolge, im Gegensatz zur Endkundenversorgung, keine systemimmanenten Risiken für Unausgeglichenheiten vorliegen.

Zur Ermittlung der relevanten Parameter wurden im Rahmen des Stakeholderprozesses umfassende Analysen technischer und kommerzieller Prägung durchgeführt. Ausgehend von der mit 300 MW/h festgelegten Grenze für die Bandallokation (siehe dazu Abschnitt 5.2.2), wird auf Basis der Ergebnisse dieser Analysen und der Diskussionen im Rahmen des Stakeholderprozesses die relative Toleranzhöhe für BGV mit 4% der in der Bilanzgruppe für diesen Gastag erfassten Ausspeiseallokationen von Endverbrauchern festgesetzt.

Damit wird den vorgebrachten Bedenken in Bezug auf zu disruptive Veränderungen und Risiken in Zusammenhang mit der Festlegung hoher Toleranzen Rechnungen getragen. Eine allfällige, zeitlich nachgelagerte Anpassung von Parametern soll jedenfalls auf einer umfassenden Evaluierung der bisherigen Entwicklung sowie erwartbarer Auswirkungen von Anpassungen basieren.

5.3.3 Grundsätze der Bepreisung und Abrechnung

Nachdem Untertägige Anreize in Bezug auf das jeweilige Bilanzierungsportfolio vorgesehen sind, stellt die Summe sämtlicher Ein-/Ausspeisungen einer Bilanzgruppe die Grundlage deren Ermittlung dar.

Die Ermittlung der abrechnungsrelevanten Mengen, Preise, etc. erfolgt durch die Bilanzierungsstelle ex-post im Zuge der Ausgleichsenergie-Abrechnung. Jedoch sind als Hilfestellung für BGV innerhalb des Gastages diverse Transparenzinformationen zum Status der BG bzw. des Marktgebiets vorgesehen (siehe dazu Abschnitt 5.3.5).

Grundsätzlich setzt die Abrechnung ggü. einem BGV das Vorliegen der folgenden Voraussetzungen voraus:

1. Die Abrechnung des Kostenbeitrags für die Strukturierung ggü. BGV erfolgt grundsätzlich <u>ausschließlich</u> an Tagen mit gegenläufigem Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie (kleinere der phys. AE-Kauf-/Verkaufsmenge wird als für Strukturierungszwecke erforderlich betrachtet).[18]

[16] *https://www.e-control.at/documents/20903/0/2018-06-04+Stellungnahmen_Bilanzierungsmodell/7908b10c-4ce4-bcc3-e6ba-f0b9b5d8b6fd*

[17] Im konsultierten Konzept waren untertägige Anreize erhalten und gemäß Ausführungen der FNB/AGGM im Rahmen des Workshops (siehe Abschnitt „Untertägige Anreize“) besteht der grundsätzliche Bedarf zur Einführung/Aufrechterhaltung Untertägiger Anreize.

[18] Zum Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie werden umfassende Informationen öffentlich bereitgestellt (siehe dazu Abschnitt 5.4.1).

2. Der Kostenbeitrag wird ggü. einem BGV nur in dem Umfang abgerechnet, in dem die untertägige Position der Bilanzgruppe außerhalb des Toleranzbereichs liegt (Summe der Überschreitungsmenge). Konkret werden dafür die jeweiligen Stundensalden einer Bilanzgruppe kumuliert betrachtet und jeweils der gewährten Toleranz (siehe dazu Abschnitt 5.3.2) gegenübergestellt.[19]

Liegen diese Voraussetzungen vor, ergibt sich der spezifische Kostenbeitrag $KB_{spez.}$ eines BGV gemäß folgender Formel:

$$KB_{spez.} = max\left(K_{phys.AE} - E_{phys.AE}; 0\right)$$

$K_{phys.AE}$ ...mengengewichtete Durchschnittskosten für Kauf von phys. AE am jeweiligen Gastag
$E_{phys.AE}$ ...mengengewichteter Durchschnittserlös für Verkauf von phys. AE am jeweiligen Gastag

Der absolute Kostenbeitrag eines BGVs ergibt sich sodann durch Multiplikation dieses spezifischen Kostenbeitrags mit der ermittelten Summe der Überschreitungsmenge.

Ergänzend ist sicherzustellen, dass die Summe des Kostenbeitrags sämtlicher BGVs für einen Gastag jedenfalls auf die Gesamtkosten der Bilanzierungsstelle für gegenläufige physikalische Ausgleichsenergie an diesem Gastag beschränkt ist.

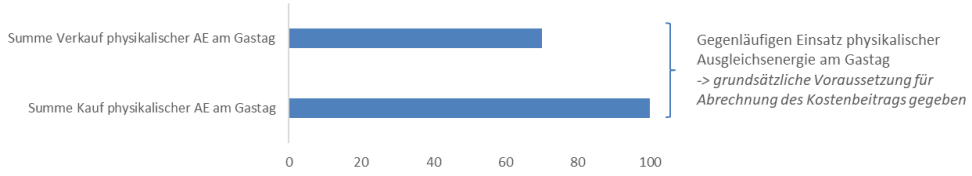
Diese Ermittlungslogik des Kostenbeitrags stellt eine Anpassung im Vergleich zum konsultierten Konzept dar; die Logik wird dadurch vereinfacht, die erwartbare Höhe eines allfälligen Kostenbeitrags wird für BGV besser einschätzbar und Teile eines allfälligen, gegenläufigen Einsatzes phys. AE, welche nicht unmittelbar durch BG verursacht sind, werden über das Umlagekonto ausgeglichen.

Im Rahmen der Netzbilanzierung kommen keine Untertägigen Anreize zur Anwendung.

5.3.4 Exemplarische Veranschaulichung der Wirkungsweise

In diesem Abschnitt wird eine exemplarische Veranschaulichung der Wirkungsweise dargestellt. Dabei werden schrittweise die jeweiligen Prozessschritte abgebildet

Schritt 1: Prüfung ob an einem bestimmten Gastag gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie erfolgte

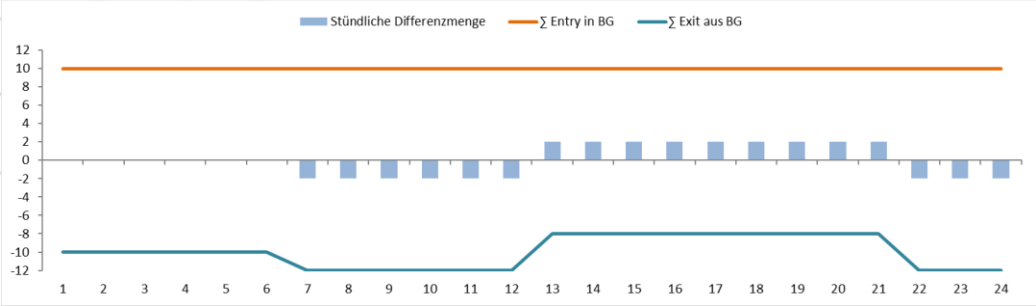


Im vorliegenden Beispiel liegt gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie vor. Aus Systemsicht wäre somit die Voraussetzung für die Abrechnung des Kostenbeitrags erfüllt. Inwieweit tatsächlich eine Abrechnung erfolgt, ergibt sich jedoch erst durch die spezifische Situation einer individuellen Bilanzgruppe.

[19] Wenngleich mehrfach diskutiert wurde, ob diese untertätige Position rein stündlich oder im Rahmen einer kumulierten Form betrachtet werden sollte, wurde am kumulierten Ansatz festgehalten. Dies berücksichtigt gerade auch die Diskussion/Erfahrungen bzgl. GABI Gas 2.0 in den deutschen Marktgebieten und ermöglicht den BGV im Rahmen ihrer spezifischen Toleranz z.B. einen untertägigen Ausgleich, ohne dadurch zusätzliche abrechnungsrelevante Differenzen zu erzeugen.

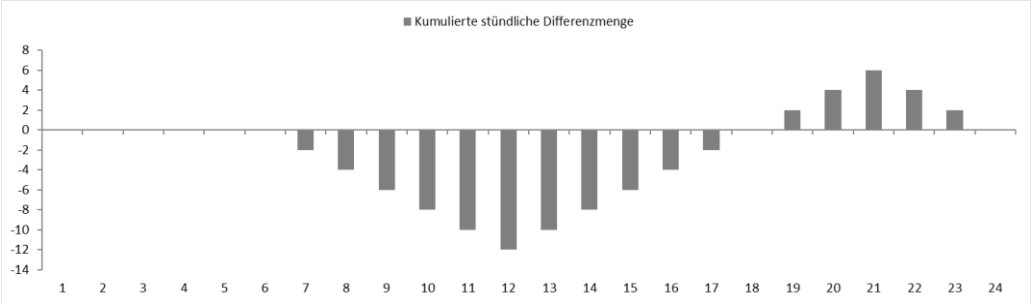
Schritt 2: Ermittlung von Toleranzmenge und stündlicher Differenzmenge einer individuellen Bilanzgruppe

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	240
∑ 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	-240
davon an Endverbraucher	-3	-3	-1	-2	-3	-4	-4	-6	-4	-10	-10	-10	-3	-2	-3	-2	-3	-4	-5	-4	-4	-4	-3	-3	-100
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	
Toleranzmenge (festgelegte 4% der Tagesallokation von Endverbrauchern)	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	



Die Toleranzmenge der Bilanzgruppe ergibt sich aus der Multiplikation der Tagesallokation von Endverbrauchern mit der relativen Toleranzhöhe (im konkreten Fall 4% von 100 = 4). Diese Toleranzmenge steht in jeder Stunde als Toleranz der Bilanzgruppe zur Verfügung. Die stündliche Differenzmenge ergibt sich aus dem Saldo der Ein- und Ausspeiseallokationen der Bilanzgruppe für die jeweilige Stunde.

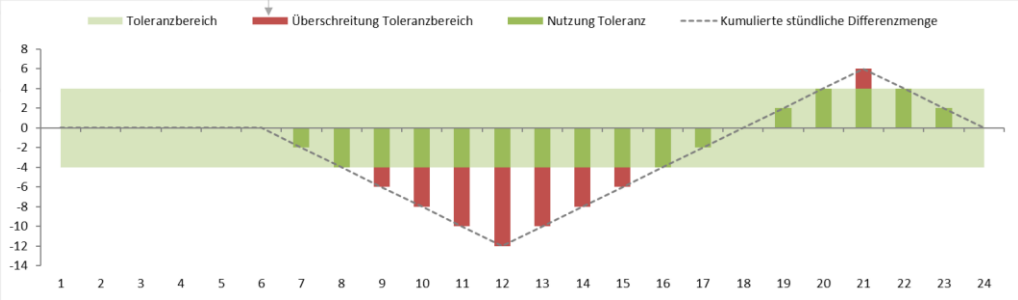
Schritt 3: Ermittlung der kumulierten stündlichen Differenzmenge einer individuellen Bilanzgruppe



Die in Schritt 2 ermittelten, stündlichen Differenzmengen werden nunmehr zu einer kumulierten stündlichen Differenzmenge zusammengefasst.

Schritt 4: Prüfung auf Überschreitung der Toleranzmenge durch kumulierte stündliche Differenzmenge

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	240
∑ 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	-240
da von an Endverbraucher	-3	-3	-1	-2	-3	-4	-4	-6	-4	-10	-10	-10	-3	-2	-3	-2	-3	-4	-5	-4	-4	-4	-3	-3	-100
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	
Toleranzmenge (festgelegte 4% der Tagesallokation von Endverbrauchern)	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	
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	
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**	



Wenn man nunmehr kumulierte stündliche Differenzmenge mit der ermittelten Toleranzmenge (im konkreten Beispiel 4 in jeder Stunde) vergleicht, ergeben sich ggf. Überschreitungen. Im aktuellen Beispiel sind diese Überschreitungen in Rot dargestellt (=Überschreitungsmenge) und stellen die mengenmäßige Grundlage für den Kostenbeitrag des BGV dieser individuellen Bilanzgruppe dar.

Schritt 5: Kommerzielle Bewertung der Überschreitungsmenge auf Basis der Kosten für physikalische AE

Im gegenständlichen Beispiel ergibt sich insgesamt eine Überschreitungsmenge von 34 (=Summe der rot eingefärbten, stündlichen Überschreitungen). Unter der Annahme von:

- mengengewichteten Durchschnittskosten für Kauf von phys. AE am Gastag in Höhe von 26 EUR/MWh
- mengengewichtetem Durchschnittserlös für Verkauf von phys. AE am Gastag 22 EUR//MWh

ergibt sich ein Spread von 4 EUR/MWh, welcher den spezifischen Kostenbeitrag darstellt. Die Multiplikation dieses Werts mit der Überschreitungsmenge ergibt den Kostenbeitrag dieses BGV für den betrachteten Gastag; also in diesem Beispiel 136 Euro.

5.3.5 Erfüllung der Anforderungen des NC BAL

Auch im aktuellen Bilanzierungsmodell sind untertägige Anreize vorgesehen.[20] Die modifizierte Fortführung eines derartigen Mechanismus erfolgt im Einklang mit den Vorgaben des NC BAL. Konkret wurde die grundsätzliche Notwendigkeit untertägiger Anreize im Rahmen des Stakeholderprozesses auf Basis einer inhaltlichen Ausarbeitung von AGGM und den FNB diskutiert und im Einklang mit Art. 26 Abs. 4 NC BAL öffentlich zur Kommentierung bereitgestellt.[21] Aus dieser o.g. Ausarbeitung sowie diesem Konzept geht hervor, dass die geplante Ausgestaltung der untertägigen Anreize den Kriterien gemäß Art. 26 Abs. 2 NC BAL entspricht.

[20] Siehe dazu § 26 Abs. 6 der GMMO-VO.
[21] https://www.e-control.at/documents/20903/388512/WS01+WDO_withindayobligations_130918_fin.pdf/ab148774-727d-f6c2-ea67-f73c24e1a753

Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht dies in zusammengefasster Form:

#	Kriterium gemäß Art. 26 Abs. 2 NC BAL	Argumentation / Referenz
a	Keine unangemessene Beschränkung des grenzüberschreitenden Handels sowie des Eintritts neuer Netzbenutzer	Untertägige Anreize in vergleichbarer Form sind bereits implementiert und stellen keine derartige Beschränkung dar
b	Bereitstellung angemessener Information an Netzbenutzer	Ist vorgesehen; siehe Abschnitt 5.4.2 für Details
c	Hauptkosten müssen sich auf Ende des Gastages beziehen	Ist durch vorgesehene Bepreisungsmechanismen sichergestellt; siehe dazu Abschnitte 5.2.4 sowie
d	Kostenorientierung des Mechanismus	Ist vorgesehen; siehe dazu Abschnitt 5.3.3
e	Keine vollständige Abrechnung während das Gastages	Ist vorgesehen; siehe dazu Abschnitt 5.3.3
f	Vorteile einer Einführung überwiegen negative Auswirkungen	Untertägige Anreize in vergleichbarer Form sind bereits implementiert und zeigen keine negativen Auswirkungen

Ebenso gehen aus diesem Konzept sowie den referenzierten Unterlagen des Stakeholderprozesses die gemäß Art. 26 Abs. 5 NC BAL erforderlichen Informationen hervor. Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht dies in zusammengefasster Form:

#	Aspekt gemäß Art. 26 Abs. 5 NC BAL	Argumentation / Referenz
a	Notwendigkeit untertägiger Anreize	Siehe dazu Unterlage von AGGM und FNBs[22]
b	Bereitstellung angemessener Information an Netzbenutzer	Ist vorgesehen; siehe Abschnitt 5.4.2 für Details
c	Finanzielle Auswirkungen für Netzbenutzer	Siehe Abschnitt 5.3.3 für Beschreibung der Methodik und Abschnitt 5.3.4 für eine beispielhafte Veranschaulichung
d	Auswirkungen für neu eintretende Netzbenutzer	Untertägige Anreize in vergleichbarer Form sind bereits implementiert und zeigen keine negativen Auswirkungen
e	Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel sowie angrenzende Bilanzierungszonen	Untertägige Anreize in vergleichbarer Form sind bereits implementiert und zeigen keine derartigen, negativen Aus-wirkungen
f	Auswirkungen auf den Großhandelsmarkt und die Liquidität	Untertägige Anreize in vergleichbarer Form sind bereits implementiert und zeigen keine derartigen, negativen Aus-wirkungen
g	Diskriminierungsfreiheit untertägiger Anreize	Ist durch die Ausgestaltung des Mechanismus sichergestellt (siehe dazu Abschnitt 5.3.3 für Details)

Im Rahmen der Konsultation des initialen Konzepts bzw. des Stakeholderprozesses wurden keine Stellungnahmen von Regulierungsbehörden der angrenzenden Mitgliedsstaaten vorgebracht. Allfällige Stellungnahmen von Regulierungsbehörden der angrenzenden Mitgliedsstaaten zu diesem Dokument werden im Einklang mit Art. 27 Abs. 2 NC BAL berücksichtigt. Die begründete Entscheidung gemäß Art. 27 NC BAL in Bezug auf Untertägige Anreize erfolgt im Rahmen der formalen Umsetzung der Regelungen durch Neuerlassung der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (siehe Abschnitt 2 für Details).

[22] https://www.e-control.at/documents/20903/388512/WS01+WDO_withindayobligations_130918_fin.pdf/ab148774-727d-f6c2-ea67-f73c24e1a753

5.4 Informationsbereitstellung

BGV haben durch geeignete Maßnahmen innerhalb der Bilanzierungsperiode für einen bestmöglichen Ausgleich der ihrer Bilanzgruppe zugeordneten Ein- und Ausspeisemengen zu sorgen. Folglich liegt auch die Verantwortung für die Prognose (insbesondere vor dem Hintergrund der Bilanzierung und den damit verbundenen Ausgleichsenergie-Risiken) ausschließlich beim BGV. Der MVGM als zentrale Datendrehscheibe unterstützt die BGV in dieser Aufgabenerfüllung mit der im Folgenden beschriebenen Datenbereitstellung in Bezug auf den Marktgebietsstatus (siehe nachfolgenden Abschnitt 5.4.1).[23]

Die Informationen zum individuellen Bilanzgruppenstatus liegen insbesondere bei der Bilanzierungsstelle vor und sollen von dieser ggü. dem jeweiligen BGV als Unterstützung bereitgestellt werden. Kooperation dieser beiden Marktrollen im Rahmen der Informationsbereitstellung sind im Sinne der Effizienz und Kundenfreudlichkeit explizit erwünscht.

5.4.1 Informationen zum Marktgebietsstatus

Abbildung 6

	Inhalt	*Zweck*	*Taktung*
Vorläufiger Marktgebietssaldo	*Summe der Tages-Unausgeglichenheit aller BGs*	*Darstellung des Handlungs-/Ausgleichsbedarfs für BGV*	*Stündlich*
Physikalische Bilanzierungs-maßnahmen	*Menge, Preise, Details dieser Maßnahmen*	*Transparenz bzgl. Grenzpreisen, Versorgungssituation, etc. für BGV*	*Zeitnahe*
Marktgebiets-verbrauch	*Gesamtverbrauch von Endverbrauchern im Marktgebiet*	*Transparenz für BGV – von aktuellem Bedarf bis hin zu Marktanteilen*	*Stündlich (vorläufige Daten) Monatlich (Abr.-Daten)*
Netzpuffer und Netzpuffernutzung	*Vom MVGM kumulierte Netzpuffer-Grenzen und deren Nutzung*	*Einschätzbarkeit von phys. Bilanzierungsmaßnahmen*	*Stündlich*

Diese Informationen sollen öffentlich in einem Portal bereitgestellt werden. Ergänzend soll die automatisierten Verarbeitung dieser Daten mithilfe entsprechender Schnittstellen und Formate (z.B. XML) ermöglicht werden.

[23] Zusätzlich stellt der MVGM wie bisher eine SLP-Verbrauchsprognose bis 12:00 Uhr für den Folgetag mit entsprechender Aktualisierung am Folgetag (d.h. innerhalb des jeweiligen Gastags) zur Verfügung.

5.4.2 Informationen zum individuellen Bilanzgruppenstatus

Abbildung 7

	Frist	Zweck	Implementierung VNB
vorläufig	*Regelmäßig (stündlich) innerhalb von D*	*Informationen zum laufenden BG-Status um BGV den Ausgleich von Unausgeglichenheiten zu ermöglichen*	*Aktuell:* ✗ *ab 01.10.19:* ✓*
aktualisiert	*D+1*	*Vorab-Information zur tatsächlich angefallenen Unausgeglichenheiten für den Tag D*	✓
abrechnungsrelevant 1. Clearing	*Bis Clearingschluss 1. Clearing (monatlich)*	*Tatsächliche Unausgeglichenheiten für den Tag D und Grundlage für die monatliche AE-Abrechnung*	✓
abrechnungsrelevant 2. Clearing (MMM)	*Bis Clearingschluss 2. Clearing (gemäß Clearing-Kalendar)*	*Aktualisierung der monatlichen AE-Abrechnung unter Berücksichtigung tatsächlicher Messwerte für SLP*	✓

* Für die Bereitstellung ggü. BGV bedarf es noch einer ergänzenden Methode zur rechnerischen Ermittlung der Restlast von LPZ unter 10 MWh/h je BG. Dies wird voraussichtlich durch den MGM erfolgen und soll erst im Zuge der Implementierung des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells bereitstehen.

In Ergänzung zu den bereits verfügbaren Ein-/Ausspeisekomponenten mit Prinzip „allokiert wie nominiert" als auch zu der bereits implementierten SLP Verbrauchsprognose bedarf es zusätzlicher Maßnahmen, um vorläufige Informationen zum BG-Status innerhalb des Gastages versenden zu können. Dies liegt darin begründet, dass mit 01.10.2019 zwar eine stündliche Übermittlung vorläufiger Messwerte für LPZ >10 MW etabliert wird, für einen vorläufigen BG-Status jedoch auch vorläufige Informationen zu LPZ unter diesem Schwellenwert erforderlich sind. Es sollen dafür jedoch explizit keine weiteren Maßnahmen der Datenbereitstellung durch VNB getroffen werden; vielmehr wurde im Rahmen des Stakeholderprozesses diskutiert und vereinbart, dass diese Lücke auf Basis einer rechnerischen Ermittlung durch den MVGM geschlossen werden soll.[24]

Folglich sollen sich vorläufige Informationen zum BG-Status, welche das bis zum Ermittlungszeitpunkt angefallene Tagesungleichgewicht repräsentieren und folglich keine Hochrechnung bis zum Ende das Gastages darstellen, aus den folgenden Informationen zusammensetzen:[25]

- Nominierungen
- SLP-Verbrauchsprognosen
- vorläufigen Allokationen für LPZ mit stündlicher Datenübertragung
- berechnete vorläufige Allokationen für LPZ ohne stündliche Datenbereitstellung
- vorläufige Allokationen aus der Produktion erneuerbarer Gase

Grundsätzlich soll im Rahmen dieser Informationsbereitstellung sichergestellt werden, dass BGV die an sie kommunizierten Informationen auch einschätzen und bewerten können. Konkret zu berücksichtigende Aspekte sind in diesem Zusammenhang die bereits adressierte, potentiell unterschiedliche Qualität unterschiedlicher Messwerte (untertägiger Messwert als Indikation, Messwert bis Clearingschluss als Abrechnungsgrundlage) als auch allenfalls die der jeweiligen Allokationen zugrundeliegenden Brennwerte.

[24] Konkrete Ansätze dafür wurden im Rahmen des Stakeholderprozesses erörtert. Für weitere Informationen siehe: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2018-10-04_AGGM-LPZ-Prognose.pdf/44dc2c0b-0bac-ef58-7f45-8cc646f0284e

[25] Grundsätzlich ist festzuhalten, dass bereitgestellten Prognosen bzgl. Endverbraucher-Abnahmen bzw. Informationen zum Bilanzgruppenstatus, welche nicht ausschließlich auf abrechnungsrelevanten Daten basieren, unverbindlicher Natur sind und primär als Hilfestellung für BGV im Rahmen ihrer eigenen Prognose gedacht sind. Diese Informationen sind relevant für die Ermittlung der Unausgeglichenheiten von Bilanzgruppen (dies erfolgt ausschließlich auf Basis von Allokationen im Rahmen des 1. und 2. Clearings).

Die Bereitstellung soll einerseits über eine Portal-Lösung erfolgen; andererseits soll (wenn gewünscht) auch eine direkte Übermittlung an den BGV auf Basis von etablierten Datenformaten/Übertragungswegen zur Ermöglichung einer automatisierten Verarbeitung erfolgen.

5.4.3 Großabnehmerfahrpläne

Wenngleich im initial konsultierten Konzept nicht explizit adressiert, weil nicht unmittelbar für die Bilanzierung relevant und erforderlich, wurden im Rahmen des Stakeholderprozesses durch Systemoperatoren wiederholt auf die Bedeutung von Großabnehmerfahrplänen im Rahmen der Netzsteuerung hingewiesen. Um dem Rechnung zu tragen, sollen BGV auch im Rahmen des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells kundenspezifische Großabnehmerfahrpläne für Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung >50 MWh/h übermitteln. Diese dienen jedoch primär der Netzsteuerung und werden für die Berechnungen von BG-Unausgeglichenheiten im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung nicht herangezogen. Damit diese dennoch eine möglichst belastbare Grundlage für die Netzsteuerung darstellen, soll in den Allgemeinen Bedingungen des MVGM eine vertragliche Verpflichtung für BGV zur möglichst stundengenauen Übermittlung von Großabnehmerfahrplänen vorgesehen werden.

5.5 Mechanismus zur Einkürzung von nicht marktbasiert beherrschbaren BG-Unausgeglichenheiten

Insbesondere aufgrund des außerordentlich hohen Transitanteils im Marktgebiet Ost sah bereits das initial konsultierte Konzept einen Mechanismus zur Absicherung der österreichischen Endkunden gegenüber den Risiken außerordentlicher Transitsituation dar, welche nicht effizient durch marktbasierte Maßnahmen beherrscht werden können. Ein derartiger Mechanismus ist auch im bestehenden Marktmodell vorgesehen.

Wenngleich in einem weiterentwickelten Bilanzierungsmodell keine Endverbraucherfahrpläne mehr vorliegen werden (siehe dazu Abschnitt 5.2.1), soll die zukünftige Ausgestaltung möglichst weitgehend der aktuellen Umsetzung[26] entsprechen. Dies umfasst, dass die Einkürzung von BGs in diesem Kontext als „measure of last resort“ zu betrachten ist (seit 01.01.2013 nur an zwei bis drei Tagen eingesetzt) und sachlich unabhängig von allfälligen Unterbrechungen der Netzbetreiber auf Basis des Kapazitätsmodells ist.

Aktuell wird der Prozess vom MVGM ausgeführt; in einem weiterentwickelten Bilanzierungsmodell wäre dies analog eine Aufgabe des MVGM.[27] Die Zuordnung von Einschränkungsbedarfen zu BGs wäre insofern unverändert, als auch zukünftig die BGs mit dem größten Ungleichgewicht (=Hauptverursacher) primär eingeschränkt werden würden. Während aktuell in der ex-ante Bilanzierung die Position jeder BG bis zum Ende eines jeweiligen Gastages durch Nominierungen und bilanzierungsrelevante Endverbraucherfahrpläne vollständig bestimmt ist, muss aufgrund zukünftig entfallender Endverbraucherfahrpläne eine Anpassung der Systematik erfolgen. Die nachfolgende Abbildung 8 beschreibt dafür eine durch den Stakeholderprozess weiterentwickelte Form des im initialen Konzept vorgesehenen Ansatzes. Eine schlussendliche Ausgestaltung im Einklang mit verordnungsmäßigen Grundsätzen wird in einem nachgelagerten Schritt auf Ebene der Allgemeinen Bedingungen des MVGM erwartet.

[26] Aktuell basierend auf § 26 Abs. 7 GMMO-VO mit entsprechender Ausgestaltung in den AB MGM-VGM BGV Ost.
[27] Dies stellt eine Klarstellung ggü. vorläufigen, anderslautenden Überlegungen im Rahmen des Stakeholderprozesses dar.

Abbildung 8

	Status quo	Weiterentwickeltes Modell gemäß Konzept
Operative Verantwortung	*MVGM*	*MVGM*
Zuordnung von Einschränkungs-bedarfen zu BGs	*Beginnend bei jenen BGs mit dem größten Ungleichgewicht (Hauptverursacher)*	*Beginnend bei jenen BGs mit dem größten Ungleichgewicht (Hauptverursacher)*
Ermittlung der Ungleichgewichte je BG	*Ausgleichsstatus je BG für den gesamten Tag der Einkürzung – basierend auf:* • *Ein-/Aussspeisenominierungen* • *VHP-Nominierungen* • *Speicher-/Produktionsfahrpläne* • *Endverbraucherfahrpläne*	*Ausgleichsstatus je BG für den Tag der Einkürzung auf Basis der:* • *bis zum Einkürzungszeitpunkt ange-fallenen* Unausgeglichenheit* • *der mithilfe von Großabnehmerfahrplänen prognostizierten Unausgeglichenheit für den Gastag insgesamt*

**basierend auf stündlich aktualisierter Information „Tagesunausgeglichenheit je BG"*

5.6 Kommerzielle Abwicklung

Die kommerzielle Abwicklung der Bilanzierung ist die Kernaufgabe der Bilanzierungsstelle.[28] Folglich ist die Bilanzierungsstelle im Rahmen der Bilanzierung der zentrale Vertragspartner für BGV und die aktuelle Systematik des BKO stellt gleichermaßen die Grundlage des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells dar. Gleiches gilt für die zeitliche Taktung der Ausgleichsenergieabrechnung; die bestehende Prozessabwicklung des BKO für das 1. Clearing als auch das 2. Clearing soll auch im Rahmen eines weiterentwickelten Bilanzierungsmodells grundsätzlich erhalten bleiben.[29] Dabei wird zu berücksichtigen sein, dass eine allenfalls zeitlich nachgelagerte Brennwert-Flexibilisierung im Rahmen der Endkunden-Abrechnung (siehe Abschnitt 5.7.1) zusätzliche, vorgelagerte Prozesse zwischen Systemoperatoren erfordert und demzufolge der bestehende Prozess um einige wenige Tage nach hinten verschoben werden sollte. Die unterschiedlichen Aspekte der kommerziellen Abwicklung werden nachfolgend adressiert.

5.6.1 Neutralität und Bilanzierungsumlage

Eine wesentliche Anforderung an ein weiterentwickeltes Bilanzierungsmodell ist, dass dieses Mengenneutralität als auch kommerzielle Neutralität für die Bilanzierungsstelle ermöglicht und gewährleistet. Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine Bilanzierungsumlage erforderlich. 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[30] berücksichtigt.

[28] Während das ursprünglich konsultierte Konzept die Möglichkeit einer veränderten finanziellen Abwicklung durch Einbeziehung einer gesonderten Clearingstelle in die finanzielle Abwicklung vorsah, wird seitens der Marktteilnehmer auf Basis von Stellungnahmen und Diskussionsbeiträgen dafür kein Bedarf gesehen. Daher wurde bereits im Rahmen des Stakeholderprozesses festgehalten, dass grundsätzlich an der bestehenden Systematik festgehalten werden soll.

[29] In Bezug auf die Abrechnung von Ausgleichsenergie gegenüber BGV, sah das Konzept eine tägliche Taktung, d.h. eine mit einigen Tagen Zeitverzug rollierende Abrechnung der Ausgleichsenergieentgelte in Bezug auf einen jeweiligen Gastag vor. Aus den Stellungnahmen war kein klarer Marktbedarf für eine derartige Anpassung erkennbar und demzufolge erscheint eine fortgesetzte monatliche Abrechnung sämtlicher Gastage eines jeweiligen Abrechnungsmonats zielführend.

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

Im Rahmen des Stakeholderprozesses wurde auf Vorschlag von AGCS diskutiert, dass die Umlagefestlegung weiterhin im Dreimonatstakt erfolgen soll (mit Festlegung im Monat vor Beginn der Umlageperiode); damit wäre jeweils für diesen Zeitraum Planungssicherheit für Marktteilnehmer gegeben. Konkret soll eine Umlage nur erhoben werden, wenn dies die Entwicklung des Umlagekontos erfordert. Dies ist aus Sicht der E-Control ein wesentlicher Grundsatz, der auch erfordert, dass eine zeitnahe Ausschüttung von allfälligen Überschüssen erfolgt und nur eine allfällige Liquiditätsreserve bei der Bilanzierungsstelle verbleibt.

Die Ermittlung der Bilanzierungsumlage soll auf Basis der Summe sämtlicher Ein-/Ausspeise-Allokationen einer Bilanzgruppe erfolgen und dementsprechend die Höhe der Umlage ggü. dem jeweiligen BGV determinieren.

Die Verrechnung der Bilanzierungsumlage ist ein separater Bestandteil der Ausgleichsenergieverrechnung und wird im 1. Clearing mitabgebildet; im 2. Clearing wird diese Position auf Basis aktualisierter Daten erneut aufgerollt.

5.6.2 Clearingfee

Analog zur Bilanzierungsumlage soll auch die Clearingfee gemäß § 89 GWG 2011 auf der Summe sämtlicher Ein- und Ausspeise-Allokationen einer Bilanzgruppe ermittelt werden.

5.6.3 Risikomanagement

Im aktuellen Bilanzierungsmodell ergibt sich das Risikomanagement im Rahmen der ex-ante Bilanzierung im Wesentlichen über das Clearinghaus der Börse (Unausgeglichenheiten werden im Namen und auf Rechnung der BGV an der Börse glattgestellt) und ein gesondertes Risikomanagement durch den BGV ist nicht erforderlich. Die ex-post Bilanzierung sieht hingegen ein explizites Risikomanagement vor, welches aktuell jedoch auf historisch beobachteten Daten basiert. Da in einem weiterentwickelten Bilanzierungsmodell die kommerzielle Abwicklung direkt zwischen BGV und Bilanzierungsstelle erfolgt und sämtliche Marktteilnehmer (von Versorgern bis Transiteuren) umfasst sind, steigen die Anforderungen an das Risikomanagement der Bilanzierungsstelle. Dies ergibt sich insbesondere aus der Tatsache, dass in einem integrierten System die Höhe von Verrechnungspositionen potenziell höher ist, als es aktuell in der ex-post-Bilanzierung der Fall ist, und somit das Kontrahentenrisiko der Bilanzierungsstelle steigt.

Demzufolge soll das weiterentwickelte Bilanzierungsmodell über Mechanismen des Risikomanagements verfügen, welche

- gegebene Risiken angemessen reflektieren, ohne dabei überschießend zu sein;
- ausreichend dynamisch sind, um zeitnah (täglich bzw. ggf. untertägig) auf veränderte Situationen bzw. Risiken reagieren zu können, und
- operative Synergien der Kooperation unterschiedlicher Systemoperatoren nutzen und aus der Marktteilnehmer-Perspektive möglichst einfach verständlich sind.

Darüber hinaus sollen alternative Ansätze zur Erbringung von Sicherheiten (z.B. Zweckwidmung Gas im Speicher zur Vermeidung von BGV-Sperren) unter Berücksichtigung der Best-Practices in europäischen Gasmärkten geprüft und miteinbezogen werden. Die Konkretisierung dieser Regelungen wird nachgelagert im Rahmen der Allgemeinen Bedingungen zu erfolgen haben; dabei sind Marktteilnehmer umfassend zu konsultieren.

5.7 Netzbilanzierung

Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber sind im vorgeschlagenen Bilanzierungssystem weiterhin verpflichtet, eine besondere Bilanzgruppe zu führen und einen entsprechenden BGV zu benennen. Primäre Zielsetzung der E-Control in Bezug auf die Netzbilanzierung ist es, ein transparentes, gerechtes, zukunftsfähiges und operativ effizientes Modell zu etablieren. Dies soll im Rahmen eines „grüne Wiese"-Ansatzes erfolgen, d.h. losgelöst von historisch gewachsenen, bestehenden Strukturen, jedoch mit dem klaren Ziel, bewährte Elemente weiterzuführen. Die konkreten Inhalte und Maßnahmen wurden im Rahmen des Stakeholderprozesses umfassend diskutiert und werden nachfolgend dargestellt.

5.7.1 Brennwertsystematik

Einhergehend mit der Netzbilanzierung ist die Brennwertsystematik zu sehen. Wie in Abbildung 9 dargestellt, erfolgt die Umrechnung beim Endkunden aktuell standardmäßig mit dem Verrechnungsbrennwert (ausgenommen es erfolgt eine Brennwertmessung vor Ort). Auch für die Allokationen von Flüssen an Netzkopplungspunkten werden Ist-Brennwerte nur dann herangezogen, wenn diese unmittelbar gemessen werden. Andernfalls kommen an den Netzkopplungen Verrechnungsbrennwerte zur Anwendung.

Die nachfolgende Abbildung 9 stellt die vorstellbare Evolution der Brennwertsystematik aus Sicht der E-Control dar. Der Fokus im aktuellen Stakeholderprozess liegt in diesem Kontext auf der Flexibilisierung der Brennwerte an Netzkopplungen, wo künftig nur mehr Ist-Brennwerte verwendet werden sollen. Diese können, soweit verfügbar, auf Messungen basieren oder mittels Simulationen/Brennwertverfolgung ermittelt werden. Abgesehen vom dafür erforderlichen Aufbau der Methoden zur Simulation/Brennwertverfolgung soll keine wesentliche Erweiterung der Messinfrastruktur erfolgen.
Ergänzend wird Augenmerk darauf gelegt, dass das Bilanzierungsmodell für den möglichen weiteren Schritt der Brennwert-Flexibilisierung im Rahmen der Endkunden-Abrechnung (im Rahmen des laufenden ÖVGW Prozesses) vorbereitet ist und damit ohne wesentlichen Anpassungsbedarf der Bilanzierungsregeln[31] kompatibel ist.[32]

Abbildung 9

[31] Neben der GMMO-VO sind bei weitgehender Brennwert-Flexibilisierung im Rahmen der Endkunden-Abrechnung Anpassungen an der GSNE-VO absehbar; welche in Abstimmung zwischen Branche und E-Control definiert und mit dem ausreichend Vorlaufzeit eingeleitet werden sollten.
[32] Im Rahmen des Stakeholderprozesses wurde angekündigt, dass geplant ist den allfälligen Umsetzungszeitpunkt der Brennwert-Flexibilisierung von der generellen Umsetzung des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells etwas zu entkoppelt. Konkret könnte dies aus Ressourcengründen, etc. im darauffolgenden Jahr erfolgen.

5.7.2 Allokationskomponenten

Die nachfolgende Tabelle zeigt zusammenfassend die für die Netzbilanzierung relevanten Allokationskomponenten, welche von den Netzbetreibern an die Bilanzierungsstelle zu übermitteln sind. Angeführt sind weiters deren Ermittlungsmethode und der anzuwendende Brennwert. Die Darstellung basierend auf dem ursprünglich konsultierten Konzept, wurde jedoch im Rahmen des Stakeholderprozesses entsprechend weiterentwickelt und konkretisiert.

Nr.	Allokationskomponente	Ermittlung	Brennwert für Allokation
1	Allokierte Ein-/Ausspeisungen Grenzübergangspunkte (Fernleitungs- & Verteilernetze)	allokiert wie nominiert	Ist-Brennwert *(Differenzen am OBA erfasst)*
2	Allokierte Ein-/Ausspeisungen Speicher	allokiert wie nominiert	Ist-Brennwert *(Differenzen am OBA erfasst)*
3	Allokierte Ein-/Ausspeisungen Erdgasproduktion	allokiert wie nominiert	Ist-Brennwert *(Differenzen am OBA erfasst)*
4	Ein-/Ausspeisungen Produktion Bio- & Synthesegas	gemessen	Ist-Brennwert
5	Allokierte Ausspeisungen zu Endverbrauchern LPZ	gemessen	Verrechnungsbrennwert[33]
6	Allokierte Ausspeisungen zu Endverbrauchern SLP	gemessen[34]	Verrechnungsbrennwert
7	Gemessene Übergaben an Netzkopplungspunkten zwischen Netzen im Marktgebiet	gemessen	Ist-Brennwert
8	Gemessener Eigenverbrauch	gemessen	Ist-Brennwert[35]
9	Ungemessener Eigenverbrauch	berechnet	Ist-Brennwert[36]

Die Nominierung für die Beschaffung des Eigenverbrauchs ist bereits in anderen Allokationskomponenten enthalten und darf somit nicht doppelt berücksichtigt werden (jedoch Relevanz für kommerzielle Bilanz).

[33] Gemäß § 126 Abs. 3 Z 7 GWG 2011 ist für Ausspeisungen zu Endverbrauchern der Verrechnungsbrennwert anzusetzen, ausgenommen es erfolgt eine Brennwertmessung vor Ort.
[34] Standardlastprofil, mit Mehr- und Mindermengenabrechnung nach 14 Monaten.
[35] Basierend auf Ist-Brennwerten aus Messungen bzw. aus der Brennwertverfolgung (oder auch als mengengewichteter Ist-Brennwert)
[36] Basierend auf mengengewichtetem Ist-Brennwert

5.7.3 Verrechnungskomponenten

Auf Basis der durch den MVGM ermittelten Ist-Brennwerte und Messwerte an sämtlichen Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebietes und Netzkopplungspunkten (siehe dazu Allokationskomponenten im Abschnitt 5.7.2) sind im Rahmen der Netzbilanzierung durch die Bilanzierungsstelle folgende Komponenten zu ermitteln und, sofern verrechnungsrelevant, auf Basis des mengengewichteten Durchschnittspreises gegenüber den Netzbetreibern abzurechnen:

Nr.	Komponente	Ermittlung	Verrechnungsrelevanz
1	Auf- bzw. Abbau von OBAs	Differenz zwischen Allokationen und tatsächlichem Lastfluss mit Ist-Brennwert; anzuwenden 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; ermittelt anhand des mengengewichteter Ist-Brennwert je Netzbetreiber am jeweiligen Gastag	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

In Konsequenz ist einerseits festzuhalten, dass die Abrechnung von Linepack-Veränderungen entfällt. Diese dienen primär dem physikalischen Ausgleich und dem Erhalt der Transportfähigkeit und werden somit nicht als verrechnungsrelevant betrachtet. Ähnliches gilt im Kontext OBA-Auf-/Abbau.

Andererseits begründet sich die Verrechnungsrelevanz von Brennwertdifferenzen und Restsaldo und deren nachfolgende Berücksichtigung in den Systemnutzungsentgelten dadurch, dass für Endverbraucher Vor-/Nachteile aus diesen Differenzen durch die Ermittlung der Systemnutzungsentgelte kompensiert werden können. Als Ergebnis der Netzbilanzierung werden 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.

Sobald eine seitens des ÖVGW intendierte Brennwert-Flexibilisierung im Rahmen der Endkunden-Abrechnung erfolgt, entfällt die Grundlage und Notwendigkeit für die differenzierte Behandlung der Brennwertdifferenz; diese Verrechnungskomponente wird sodann irrelevant. Angesichts der genannten Pläne des ÖVGW sollen Implementierungsaufwände für die Ermittlung der Brennwertdifferenz seitens VNB bzw. Bilanzierungsstelle, welche durch die zeitnahe Umsetzung der Brennwert-Flexibilisierung im Rahmen der Endkunden-Abrechnung rasch überflüssig werden würden, vorerst vermieden werden. Dies soll durch eine Übergangsbestimmung realisiert werden, auf welcher die getrennte Behandlung der Brennwertdifferenz erst ab 01.01.2023 erforderlich werden würde.

Weiters entfällt auf Basis der hier beschriebenen Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells das bisherige Restlastverfahren mit Adressat Versorger. Die kommerziellen Konsequenzen allfälliger Differenzmengen (d.h. vorerst Brennwertdifferenzen[37] und allfällige weitere Differenzen) verbleiben initial bei den Netzbetreibern und werden in einem nächsten Schritt über die jeweiligen Netznutzungsentgelte sozialisiert. Je größer daher die Genauigkeit der Abgrenzung der Netzbilanzierungskomponenten durch den Netzbetreiber ist, desto kleiner ist auch der Restsaldo und umso kleiner sind in weiterer Folge die kommerziellen Effekte für den Netzbetreiber bzw. dessen Kunden.

5.7.4 Differenziertes Verfahren für FNBs

Die Netzbilanzierung von Fernleitungs- bzw. Verteilernetzen ist geprägt durch sachliche Unterschiede.[38] Demzufolge würde es keinen Mehrwert liefern, das Fernleitungsnetz bei der Bilanzierungsstelle zu bilanzieren. Vielmehr sollte zur Transparenzerhöhung ein eigenes Konto über den nutzbaren Netzpuffer geführt werden, da davon ausgegangen wird, dass Gas „in kind“ geliefert wird und somit nicht verrechnungsrelevant wäre. Demzufolge wird für FNBs ein differenziertes Verfahren vorgesehen; diese sind selbst für Ihre Netzbilanzierung verantwortlich. Diese Vorgehensweise wird durch die Systemoperatoren explizit unterstützt.

In Bezug auf die Transparenz der Netzbilanzierung ist jedoch sicherzustellen, dass alle für die Netzbilanzierung im Verteilergebiet erforderlichen Information in erforderlicher Granularität, zeitlicher Taktung, etc. an die Bilanzierungsstelle, etc. bereitgestellt werden.

6 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 NCG. 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 Abwicklung der Bilanzierung erfolgt dann durch die zentrale Bilanzierungsstelle in der oben beschriebenen Art und Weise, d.h auf Basis:

- der im Abschnitt 5.2.2 beschriebenen Zeitreihentypen und Allokationsverfahren,[39]
- der im Abschnitt 5.2.4 beschriebenen täglichen Ausgleichsenergieabrechnungsverfahren,
- der im Abschnitt 5.3 beschriebenen untertägigen Anreize,
- der im Abschnitt 5.3.5 beschriebenen Informationsbereitstellung,
- der im Abschnitt 5.6 beschriebenen Verfahren zur kommerziellen Abwicklung sowie
- der im Abschnitt 5.7 geschriebenen Systematik der Netzbilanzierung.

[37] Angesichts der geplanten Übergangsbestimmung bis 01.01.2023
[38] Siehe dazu bspw.: *https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2019-01-22_GCA_TAG_GmbH_Netzbilanzierung_FNB_190114.cleaned.pdf/bd515280-97a4-184a-52e0-ab3f37f0b2a1*
[39] Nach Bedarf können auf Basis einer detaillierten Analyse analog zum Marktgebiet Ost hier abweichende Festlegungen in Bezug auf Grenzwerte für Allokationsverfahren getroffen werden.

7 Abkürzungen

AE	Ausgleichsenergie
BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
LPZ	Lastprofilzähler
MG	Marktgebiet
MGM	Marktgebietsmanager
MMM	Mehr- und Mindermengen
MOL	Merit Order List
MVGM	Markt- und Verteilergebietsmanager
NCG	NetConnect Germany
OBA	Operating Balancing Account
SLP	Standardlastprofil
VGM	Verteilergebietsmanager
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilernetzbetreiber
VPB	Betreiber des Virtuellen Handelspunkts