

Stakeholderprozess zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells für den österreichischen Gasmarkt

Zusammenfassung der Ergebnisse der Workshops im Zeitraum Sep. 2018 – Feb 2019

Dieses Dokument dient der Zusammenfassung des Stakeholderprozesses mit Fokus auf die wesentlichen Diskussionspunkte und Ergebnisse. Es reflektiert in diesem Sinne die jeweils nach den Workshops veröffentlichten Reflexionen der E-Control¹ und ermöglicht eine integrierte Betrachtung der Ergebnisse des Stakeholderprozesses. In einem nächsten Schritt stellt diese Zusammenfassung die Grundlage für die Überarbeitung des initial von E-Control konsultierten Konzepts² dar. Die tatsächliche und formal verbindliche Ausgestaltung der Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells erfolgt erst im Rahmen einer neu zu erlassenden Gas-Marktmodell-Verordnung (GMMO-VO).

Zu berücksichtigen ist, dass sich der Stakeholderprozess bisher ausschließlich auf das MG Ost bezogen hat und demzufolge auch die nachfolgenden Darstellungen diesen Fokus widerspiegeln.

1 Zusammenfassung der wesentlichen Inhalte dieses Dokuments

Die nachfolgende Auflistung dient der Zusammenfassung wesentlichen Inhalte; detaillierte Informationen und Erläuterungen sind den nachfolgenden Kapiteln zu entnehmen.

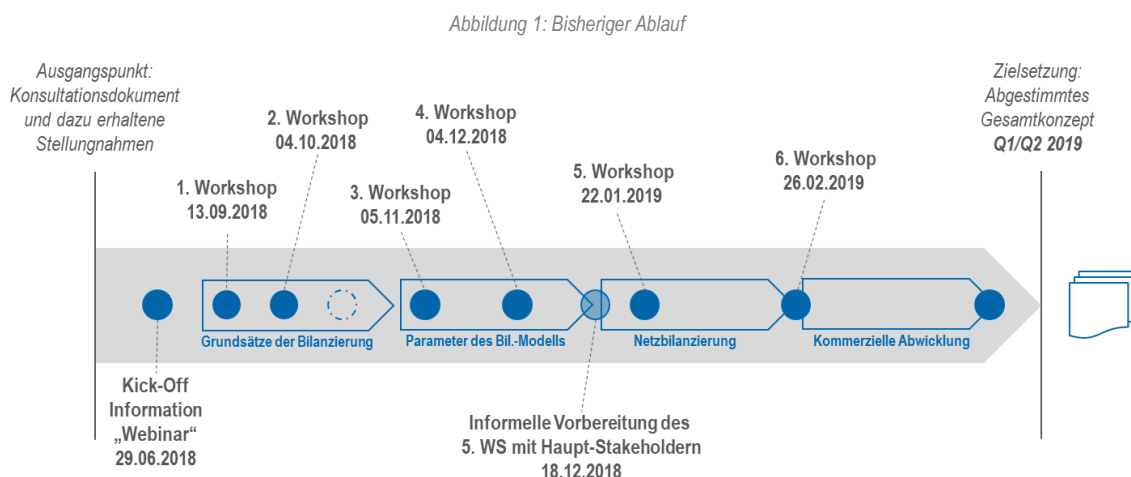
- Etablierung einer integrierten Tagesbilanzierung (Fernleitungsnetz + Verteilergelände) mit einheitlichen Regeln für sämtliche Ein-/Auspeisepunkte und singulärer Regelenergie-Bewirtschaftung
 - Bepreisung von Ausgleichsenergie gemäß Vorgaben des BAL NC
 - Geplante Festlegung der kleinen Anpassung gemäß BAL NC im niedrigen einstelligen Prozentbereich
- Ergänzung der Tagesbilanzierung um strikte Untertägige Anreize
 - Zuordnung der für untertägige Strukturierung verfügbare Netzpuffers an BGs in Form einer Toleranz auf Basis der Endkundenallokationen
 - Konservative Festlegung der Toleranz im einstelligen Prozentbereich
 - Abrechnung eines Kostenbeitrags für die Strukturierung ggü. BGV ausschließlich an Tagen mit gegenläufigem Regelenergieeinsatz
 - Allfällige Ermittlung der Mengengröße 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

¹ Diese sind veröffentlicht unter: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/weiterentwicklung-bilanzierungsmodell>

² https://www.e-control.at/documents/20903/388512/20180302+Konsultationsunterlage+Bilanzierungsmodell+ECA_DE.pdf/ad110265-c1f2-ea02-0efc-c0cdc70517bf

- Abrechnung von Linepack-Veränderungen ggü. VNB entfällt; Brennwertdifferenzen (nur relevant falls keine Flexibilisierung der Abrechnungsbrennwerte erfolgen sollte) und sonstige Differenzmengen werden ggü. Netzbetreibern abgerechnet und über die jeweiligen Netztarife sozialisiert (bisheriges Restlastverfahren entfällt)
- Differenziertes Verfahren für Fernleitungsnetzbetreiber (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-/Auspeise-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)

2 Bisheriger Ablauf des Stakeholderprozesses



3 Grundsätzlicher Handlungsbedarf und Stoßrichtung

Das aktuelle österreichische Bilanzierungsmodell sieht sich dzt. vielseitigem Handlungsdruck ausgesetzt: einerseits besteht fortwährende Kritik durch ACER sowie unterschiedlicher Marktteilnehmer (siehe für Details Unterlage des 1. Workshops³); andererseits besteht ein gesetzlicher Auftrag gem. § 41 Abs 4 GWG 2011 zur Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetz. Auf dieser Basis sieht E-Control den zwingenden Bedarf das Bilanzierungsmodell dahingehend weiterzuentwickeln. Dies erfolgt in Übereinstimmung mit dem gesetzlichen Auftrag und in enger Abstimmung mit der Branche.

Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen, von E-Control formulierten Anforderungen an ein Bilanzierungsmodell, stellt nur die gesamthafte Weiterentwicklung zur Schaffung eines integrierten Bilanzierungssystems eine tatsächliche Option dar. Ungeachtet der potentiell unterschiedlichen Sichten von Stakeholdern auf die Erfüllung der jeweiligen Anforderungen durch beide Optionen (d.h. weiterentwickeltes, integriertes Bilanzierungssystem vs. ausschließliche Adaptierung der FLN-Bilanzierung), ist für E-Control die Herstellung eines insgesamt (national und europarechtlich) rechtskonformen Zustands in Verbindung mit der Berücksichtigung von bestehenden Kritikpunkten und Schaffung der Grundlage für Effizienzgewinne (vereinfachte Abläufe, optimierte Rollen-/Aufgabenstruktur), etc. nur durch diese gesamthafte Weiterentwicklung des Bilanzierungssystems möglich. Das konsultierte Konzept als auch der Stakeholderprozess sind somit voll auf diese Stoßrichtung fokussiert.

4 Integrierte Tagesbilanzierung

Der Begriff „Integrierte Bilanzierung“ steht für eine singuläre Bilanzierungszone mit einheitlichen Regeln für sämtliche Ein-/Auspeisepunkte und singulärer Regelennergie-Bewirtschaftung.

Für den BGV verschwindet hierbei die aktuell bestehende Trennung zwischen Fernleitung- und Verteilergebetsbilanzierung vollständig, was sich für ihn in einer Vereinfachung der Prozesse, Abbau von Risiken und einer verbesserten Transparenz des Bilanzierungssystems auswirkt. Detaillierte Implikationen für die verschiedenen Marktrolle wurden im Rahmen des 1.

³ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/WS01+Grundsaeetze_der_Bilanzierung_180913.pdf/ae1a350d-e30c-10d5-6e7d-757f8462703a

Workshops erörtert und können der diesbezüglichen Unterlage⁴ entnommen werden. Die wesentlichen Diskussionspunkte, oftmals in Zusammenhang mit weiteren Themenbereichen wie insbesondere Untertägige Anreize, sind in der Zusammenfassung des 1. Workshops⁵ abgebildet.

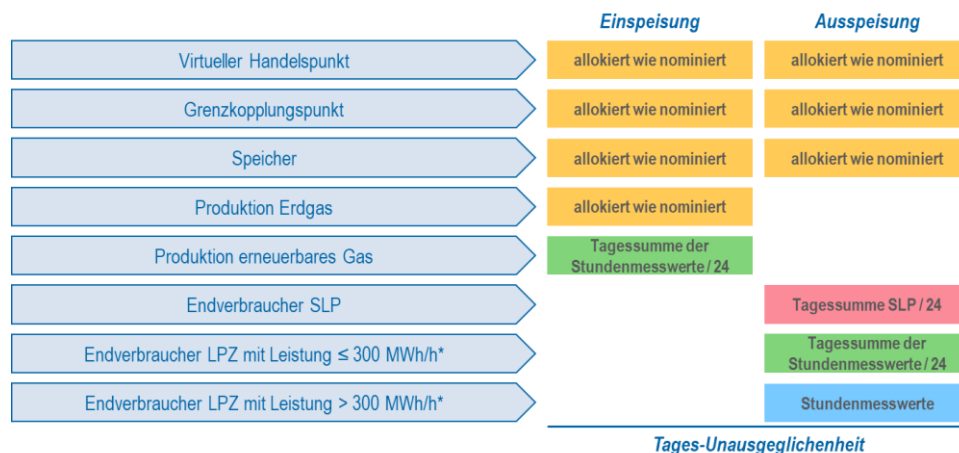
„Tagesbilanzierung“ ist eines der zentralen Prinzipien des BAL NC und sieht vor, dass sich die tägliche Ausgleichsenergiemenge eines BGV aus der Differenz zwischen sämtlichen Ein- und Ausspeisungen dieses BGV an einem jeweiligen Gastag ergibt. Dieses Prinzip der Tagesbilanzierung steht folglich in einer die Fernleitungs- und Verteilernetze umfassenden Bilanzzone außer Streit.

Der bisher existierende Mechanismus der Stundenbilanzierung ist damit nicht mehr kompatibel, jedoch sieht bereits der BAL NC die Möglichkeit vor, die reine Tagesbilanzierung um entsprechende Untertägige Anreize zu ergänzen. Von dieser Option soll im Rahmen des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells Gebrauch gemacht werden (siehe Abschnitt 5).

4.1 Allokationskomponenten

Für die Bilanzierung der Ein-/Ausspeisungen von Bilanzgruppen sind folgende Allokationskomponenten von Relevanz:

Abbildung 2: Überblick bzgl. Ein-/Ausspeisekomponenten (=Allokationen) einer integrierten Bilanzierung gemäß Konzept



Ungeachtet dieser grundsätzlichen Struktur gemäß Abbildung 2 können in einer nachgelagerten Detaillierungsphase erforderliche Ergänzungen bzw. Differenzierungen vorgenommen werden. Die gesonderten Allokationskomponenten der Netzbilanzierung werden im Abschnitt 8.2 behandelt.

4.1.1 Zusätzliche Möglichkeit der Optierung in Stundenallokation

In Ergänzung zur grundsätzlichen Differenzierung der Allokation von LPZ-Endverbrauchern gemäß Abbildung 2 wurde diskutiert, dass die Möglichkeit für BGV zur Optierung von Allokationen von Endverbraucher ≤300 MW in einigen Fällen sinnvoll sein könnte. Demzufolge würden diese Endverbraucher nicht, wie standardmäßig vorgesehen, mit einer (vergleichmäßigen) bandförmigen Ausspeiseallokation in der Bilanzierung erfasst, sondern das tatsächliche Stundenprofil der Messwerte allokiert. Diese ergänzende Option soll im finalen Konzept berücksichtigt werden. Die operative Ausgestaltung soll im Sinne eines effizienten und möglichst einfachen Gesamtmodells auf die zwingend notwendigen Prozessschritte beschränkt sein.

4.1.2 Datenqualität

In Bezug auf die Diskussion bzgl. Datenqualität wird auf die diesbezüglichen Fragen/Antworten im Dokument „Fragen und Antworten zur Bilanzierung“ (Stand: 03.10.2018)⁶ verwiesen.

4.2 Zentrale Bilanzierungsstelle

Wesentliches Element des Konzepts zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells ist, dass eine zentrale „Bilanzierungsstelle“ alle Bilanzierungsaufgaben wahrnimmt, welche aktuell durch den Bilanzgruppenkoordinator (BKO) bzw. den Marktgebietsmanager abgewickelt/organisiert werden.

Dementsprechend wird die allfällige Umsetzung dieser Maßnahme in Einklang mit § 170a GWG 2011 erfolgen, welcher iVm mit § 85 GWG 2011 eine Ernennung frühestens mit Ablauf des 30. September 2021 und spätestens mit Ablauf des 30. September 2023 vorsieht. Die Ernennung wird durch E-Control auf Basis einer Ausschreibung erfolgen, welche sich inhaltlich auf das gemeinsam mit der Branche detaillierte Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells beziehen wird. Im

⁴ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/WS01+Grundsätze_der_Bilanzierung_180913.pdf/ae1a350d-e30c-10d5-6e7d-757f8462703a

⁵ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Stakeholderprozess+BAL_Sichtweise+E-Control+nach+WS01+2018-09-13.pdf/8acad194-36c7-9147-bf1d-af9664c2e6a5

⁶ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Stakeholderprozess+BAL_Q%26A_181003.pdf/88035e0b-1100-af1c-9b27-cdef75d6e056

5.2 Zuordnung von Toleranzen

Auf Basis der in den Stellungnahmen zum ursprünglich konsultierten Konzept⁸ und im Rahmen der bisherigen Diskussion vorgebrachten Argumente, erscheint es sachgerecht und angebracht den für die untertägige Strukturierung verfügbaren Netzpuffer der Netze (darin enthalten auch der nach Können und Vermögen Netzpuffer der Fernleitungsnetze) gleichermaßen auf alle zu prognostizierenden Ein-/Auspeisekomponenten zu verteilen; demzufolge sollen alle Endverbrauchertypen eine einheitliche Toleranz in Bezug auf die Untertägigen Anreize⁹ erhalten. Wie bereits im aktuellen Bilanzierungsmodell besteht für nicht zu prognostizierende Ein-/Auspeisungen die Erwartung, dass BGVs über ihre Nominierungen eine ausgeglichene Position sicherstellen und demzufolge, im Gegensatz zur Endkundenversorgung, keine systemimmanenten Risiken für Unausgeglichheiten vorliegen.

5.3 Grundsätze der Bepreisung und Abrechnung

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

Die Ermittlung der abrechnungsrelevanten Mengen, Preise, etc. erfolgt ex-post; final im Zuge der Ausgleichsenergie-Abrechnung. Jedoch sind als Hilfestellung für BGV innerhalb des Gastages diverse Transparenzinformationen zum Status der BG bzw. des Marktgebiets vorgesehen.

Dies ist insofern von zentraler Relevanz, als die Abrechnung eines Kostenbeitrags für die Strukturierung ggü. BGV ausschließlich an Tagen mit gegenläufigem Regelernergieeinsatz (kleinere der phys. AE-Kauf-/Verkaufsmenge wird als für Strukturierungszwecke erforderlich betrachtet) erfolgt.

Darüber hinaus wird ein allfälliger Kostenbeitrag ggü. einem BGV nur in dem Umfang abgerechnet, in dem die untertägige Position außerhalb des Toleranzbereichs liegt. Wenngleich mehrfach diskutiert wurde ob diese untertägige 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.

Der spezifische Kostenbeitrags eines BGV ergibt sich als Spread zwischen:

- > mengengewichteten Durchschnittskosten für Kauf von phys. AE am jeweiligen Gastag und
- > mengengewichtetem Durchschnittserlös für Verkauf von phys. AE am jeweiligen Gastag

Ergänzend ist sicherzustellen, dass die Summe des Kostenbeitrags sämtlicher BGVs für einen Gastag 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 besser einschätzbar und Teile eines allfälligen, gegenläufigen Einsatzes phys. AE, welche nicht unmittelbar durch BG verursacht sind, werden über das Umlagekonto ausgeglichen.

Für eine beispielhafte Illustration der Wirkungsweise wird auf eine im Rahmen des Stakeholderprozess erörtere Unterlage¹⁰ verwiesen. Im Rahmen der Netzbilanzierung kommen keine Untertägigen Anreize zur Anwendung.

5.4 Ermittlung der Parameter

Zur Bestimmung sachgerechter Parameter wurden durch AGGM in Abstimmung mit den FNB eine Szenario-basierte, Analyse¹¹ auf Basis von historischen Absatzdaten, historisch gemeldetem, aber nicht in der Zukunft garantiertem, Fernleitungsnetzpuffer und variiertem Verhalten von Netzb Benutzern in einem weiterentwickelten Bilanzierungssystem durchgeführt.

5.4.1 Mengenmäßige Betrachtung

Im Rahmen dieser Analyse wurde in einem ersten Schritt der – mengenmäßige – Einfluss der nachfolgend genannten Eingangsgrößen auf die erwartbare Anzahl an Tagen mit gegenläufigem Regelernergieeinsatz (nur an diesen Tag werden Untertägige Anreize tatsächlich abgerechnet; siehe dazu Abschnitt 5.3) und die Höhe dieses gegenläufigen Regelernergieeinsatzes dargestellt.

⁸ https://www.e-control.at/documents/20903/0/2018-06-04+Stellungnahmen_Bilanzierungsmodell/7908b10c-4ce4-bcc3-e6ba-f0b9b5d8b6fd

⁹ 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.

¹⁰ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2018-12-04+WS04+Parameter_der_Bilanzierung_181204.pdf/416d6b11-d420-74fb-30da-5fbc9442a2da

¹¹ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/20181107+Technische_Analyse_Bilanzierung_neu_vers.pdf/a5c0cdd0-0f9d-86b7-57b2-ac242aa83596

Eingangsgrößen und dazugehörige Abwägungen für diese Analyse:

- Relative Toleranzhöhe (Prozentsatz der von einem BGV an Endverbraucher an einem Gastag gelieferten Menge als Grundlage für die Ermittlung der Toleranzmenge; wird durch E-Control auf Basis sämtlicher Analysen nach Abschluss des Stakeholderprozesses festgelegt werden)
- Grenze für Bandallokation (gibt an, ab welcher Leistungsgrenze die Abnahme von Endverbrauchern als stündliche Ist-Struktur allokiert wird bzw. bis zu welcher Leistungsgrenze die Allokation einem konstanten Tagesband auf Basis der Tagesmenge entspricht)
- Toleranzausnutzung der BGV (wenngleich nicht abschließend bestimmbar, besteht ein deutlicher Einfluss auf das Ergebnis und Aspekt muss folglich mitberücksichtigt werden)
- Verfügbarkeit des Netzpuffers der Fernleitungen (wenngleich nicht gesichert verfügbar und nicht prognostizierbar, hat ein über weite Phasen verfügbarer Netzpuffer deutlichen Einfluss auf das Ergebnis und dieser Aspekt muss folglich mitberücksichtigt werden)

Die nachfolgende Abbildung 4 fasst die Ergebnisse der Analyse für den vierjährigen Betrachtungszeitraum 2015-2018 zusammen¹².

Abbildung 4: Mengenmäßige Betrachtung der Auswirkungen unterschiedlicher Parameter für Untertägige Anreize¹³

Szenario 1: vollständige Toleranzausnutzung aller Gruppen													
1	Grenze Bandallokation												
	bis 50 MW				bis 100 MW				bis 300 MW				
	Ohne FL Netzpuffer		Mit FL Netzpuffer		Ohne FL Netzpuffer		Mit FL Netzpuffer		Ohne FL Netzpuffer		Mit FL Netzpuffer		
	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	
Toleranzhöhe	3%	1	163	1	243	1	167	1	247	2	131	1	149
	5%	23	218	11	202	25	221	11	208	27	277	13	245
	7%	69	486	32	460	69	499	32	479	71	542	34	494
	10%	138	990	73	945	139	999	74	942	141	1.023	75	978
	12%	169	1.342	94	1.268	170	1.351	95	1.269	171	1.375	96	1.301
	15%	201	1.903	125	1.712	201	1.912	126	1.713	203	1.924	128	1.728
20%	247	2.695	171	2.474	248	2.700	171	2.480	248	2.725	171	2.514	

Szenario 2: unverändertes Verhalten der Versorger der Kunden < 50 MW													
2	Grenze Bandallokation												
	bis 50 MW				bis 100 MW				bis 300 MW				
	Ohne FL Netzpuffer		Mit FL Netzpuffer		Ohne FL Netzpuffer		Mit FL Netzpuffer		Ohne FL Netzpuffer		Mit FL Netzpuffer		
	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	Anzahl (Tage)	Tagesmenge (kNm³)	
Toleranzhöhe	3%	1	83	1	78	1	87	1	82	1	113	1	104
	5%	2	139	2	113	2	143	2	116	3	143	2	165
	7%	10	169	4	171	10	175	4	156	12	226	5	180
	10%	34	322	16	278	35	327	16	276	38	357	17	301
	12%	57	436	24	400	58	442	25	409	60	482	27	430
	15%	91	645	42	638	93	645	42	648	98	658	44	658
20%	151	999	80	912	152	1.005	80	922	153	1.030	82	940	

5.4.2 Kommerzielle Betrachtung

in einem nächsten Schritt wurden die mengenmäßigen Ergebnisse um die kommerzielle Perspektive erweitert. Im Fokus steht dabei der in unterschiedlichen Szenarien in unterschiedlicher Höhe resultierende Kostenbeitrag für BGV (siehe Abschnitt 5.3 für Details).

Im Zuge der kommerziellen Betrachtung der AGGM, wurde dieser Spread auf der von AGCS im Rahmen der Verteilergebietsstatistik veröffentlichten Preise für tatsächlichen Kauf/Verkauf von physikalischer Ausgleichsenergie ermittelt. Die angesetzte Preisdifferenz beträgt im Jahresdurchschnitt ca. 9% des CEGHIX. E-Control betrachtet diese Annahme auf Basis weiterführender Analysen als angemessen und ausreichend konservativ um die Unsicherheiten in Verbindung mit einem derartigen Systemwechsel zu berücksichtigen.

Auf dieser Basis wurden die gegenläufigen Mengen an physikalischer Ausgleichsenergie aus der mengenmäßigen Betrachtung mit dieser Preisdifferenz multipliziert und Gesamtkosten aus Systemsicht ausgewiesen; welche in weiterer Folge kostenreflektierend von den BGV zu tragen wären. Diese sind stark schwankend und insbesondere von der angesetzten Toleranzhöhe abhängig.¹⁴ Die nachfolgende Abbildung 4 fasst die Ergebnisse der Analyse für den vierjährigen Betrachtungszeitraum 2015-2018 zusammen.¹⁵

¹² Für weiterführende Erläuterungen, Annahmen, etc. siehe https://www.e-control.at/documents/20903/388512/UPDATE+2018-12-04_Technische_Analyse_Bilanzierung_neu_UPDATE.cleaned.pdf/e263fb14-c865-9424-b83a-8e5e68217050

¹³ Entnommen aus: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/UPDATE+2018-12-04_Technische_Analyse_Bilanzierung_neu_UPDATE.cleaned.pdf/e263fb14-c865-9424-b83a-8e5e68217050

¹⁴ Siehe dazu Folie 14 der Unterlage: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/UPDATE+2018-12-04_Technische_Analyse_Bilanzierung_neu_UPDATE.cleaned.pdf/e263fb14-c865-9424-b83a-8e5e68217050

¹⁵ Für weiterführende Erläuterungen, Annahmen, etc. siehe https://www.e-control.at/documents/20903/388512/UPDATE+2018-12-04_Technische_Analyse_Bilanzierung_neu_UPDATE.cleaned.pdf/e263fb14-c865-9424-b83a-8e5e68217050

Abbildung 5: Kommerzielle Betrachtung der Auswirkungen unterschiedlicher Parameter für Untertägige Anreize in Bezug auf Systemkosten für gegenläufige physikalische Ausgleichsenergie

Szenario 1: vollständige Toleranzausnutzung aller Gruppen						
1	Grenze Bandallokation					
	bis 50 MW		bis 100 MW		bis 300 MW	
	Ohne FL Netzpuffer	Mit FL Netzpuffer	Ohne FL Netzpuffer	Mit FL Netzpuffer	Ohne FL Netzpuffer	Mit FL Netzpuffer
Toleranzhöhe	3%	€ 5.769	€ 3.952	€ 5.842	€ 3.989	€ 8.286
	5%	€ 109.756	€ 57.945	€ 120.054	€ 62.016	€ 160.333
	7%	€ 690.096	€ 345.875	€ 711.693	€ 362.585	€ 789.701
	10%	€ 2.781.397	€ 1.447.527	€ 2.814.541	€ 1.463.089	€ 2.936.716
	12%	€ 4.583.061	€ 2.480.062	€ 4.616.565	€ 2.501.966	€ 4.745.027
	15%	€ 7.646.964	€ 4.395.622	€ 7.682.053	€ 4.422.716	€ 7.824.617
	20%	€ 13.254.861	€ 8.595.036	€ 13.290.113	€ 8.626.031	€ 13.438.981
Szenario 2: unverändertes Verhalten der Versorger der Kunden < 50 MW						
2	Grenze Bandallokation					
	bis 50 MW		bis 100 MW		bis 300 MW	
	Ohne FL Netzpuffer	Mit FL Netzpuffer	Ohne FL Netzpuffer	Mit FL Netzpuffer	Ohne FL Netzpuffer	Mit FL Netzpuffer
Toleranzhöhe	3%	€ 2.294	€ 1.222	€ 2.356	€ 1.258	€ 3.237
	5%	€ 10.068	€ 6.318	€ 10.252	€ 6.379	€ 13.716
	7%	€ 35.612	€ 19.750	€ 36.967	€ 20.148	€ 64.310
	10%	€ 239.152	€ 112.706	€ 244.483	€ 115.395	€ 286.661
	12%	€ 519.378	€ 235.989	€ 536.345	€ 249.917	€ 599.568
	15%	€ 1.217.048	€ 600.943	€ 1.243.627	€ 613.272	€ 1.326.302
	20%	€ 3.045.220	€ 1.528.220	€ 3.076.485	€ 1.552.016	€ 3.183.348

5.4.3 Integrierte Erkenntnisse und Toleranzhöhe

Aus den Ergebnissen der mengenmäßigen und kommerziellen Betrachtung ergibt sich, dass im Rahmen einer Systemsicht (Perspektive Marktgebiet mit ceteris paribus Ansatz), die errechneten Kosten für gegenläufige phys. Ausgleichsenergie – insbesondere für die Szenarien mit Toleranzhöhe im einstelligen Prozentbereich – im Vergleich zum historischen phys. Ausgleichsenergievolumen nicht wesentlich sind. Ergänzend stehen diesen Kosten für gegenläufige phys. Ausgleichsenergie die Erlöse aus dem (kostenreflektierenden) Kostenbeitrag gegenüber. Diese Erlöse aus diesem Kostenbeitrag (und umgekehrt auch die Belastung für BGV) sind im Vergleich zur historischen bilanziellen Ausgleichsenergie ebenfalls auf einem nicht wesentlichen Niveau.

In Bezug auf den Einfluss der spezifischen Parameter ist festzustellen, dass die Variation der Grenze der Bandallokation nur sehr beschränkte Auswirkungen auf den Bedarf für gegenläufigen Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie und in weiterer Folge daraus entstehende Kosten hat. Demzufolge erscheint es sachgerecht der bereits im Konzept vorgesehenen Annahme zu folgen; d.h. die Grenze der Bandallokation der Abnahme von Endverbrauchern wird bei 300 MWh/h vertraglich vereinbarte Anschlussleistung angesetzt wird (siehe dazu Abbildung 2 zur Illustration).

Darüber hinaus soll den Forderungen in Bezug auf eine schrittweise Anpassung der Parameter Rechnung getragen werden, indem dies für den Parameter der relativen Toleranzhöhe erfolgen sollte. Demzufolge wird die initiale Festlegung der relativen Toleranzhöhe im einstelligen Prozentbereich in Erwägung gezogen; damit wird auch den vorgebrachten Bedenken in Bezug auf zu disruptive Veränderungen und Risiken in Zusammenhang mit der Festlegung hoher Toleranzen Rechnung getragen.

Eine allfällige, zeitlich nachgelagerte Anpassung von Parametern soll jedenfalls auf einer umfassenden Evaluierung der bisherigen Entwicklung sowie erwartbarer Auswirkungen von Anpassungen basieren.

6 Informationsbereitstellung

Gemäß dem initial konsultierten Konzept ergeben sich durch die Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells unterschiedliche Veränderungen im Bereich der Informationsbereitstellung.

Für Details wird auf die Unterlagen des Stakeholderprozesses verwiesen¹⁶; auf einige zentrale Aspekte wird jedoch in zusammengefasster Form nachfolgend eingegangen.

6.1 Informationen zum Bilanzgruppenstatus

Insgesamt sind in einem weiterentwickelten, integrierten Bilanzierungsmodell Informationen zum Bilanzgruppenstatus – für einen Tag D – in unterschiedlicher Ausprägung vorgesehen (siehe Abbildung

¹⁶ Zentrale Unterlage inkl. Überblick dabei: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/WS02+Grundsätze_der_Bilanzierung_181004c.pdf/2bdbbe93-a97f-ac12-41a4-459734fc1724

Abbildung 6: Übersicht bzgl. Informationen zum Bilanzgruppenstatus

	Frist	Zweck	Implementierung
vorläufig	Regelmäßig (stündlich) innerhalb von D	Informationen zum laufenden BG-Status um BGV den Ausgleich von Unausgeglichenheiten zu ermöglichen	Aktuell: ✗ ab 01.10.19 aus Sicht VNB: ✓
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	✓

In Ergänzung zu den bereits verfügbaren Ein-/Auspeisekomponenten mit Prinzip „alloziert wie nominiert“ als auch der bereits implementierten SLP Verbrauchsprognose bedarf es im Vergleich zum Status quo zusätzlicher Maßnahmen um vorläufige Allokationen für LPZ-Endverbraucher an BGV bereitstellen zu können. Die wesentliche Voraussetzung dafür wird aber bereits durch die per 01.10.2019 beginnende Bereitstellung stündlicher, vorläufiger Messwerte für LPZ mit vertraglicher Höchstleistung >10 MWh/h durch die VNB geschaffen. Weitere Maßnahmen der Datenbereitstellung sind für VNB nicht erforderlich; für LPZ ≤ 10 MWh/h soll die Ermittlung der vorläufigen Messwerte je BG durch den VGM rechnerisch erfolgen. Konkrete Ansätze dafür wurden im Rahmen des Stakeholderprozesses erörtert¹⁷.

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.

6.2 Informationen zum Marktgebietsstatus

Ergänzend zur vorläufigen Tagesunausgeglichenheit je BG (bereitgestellt an den BGV) sollen folgende Informationen in Bezug auf das gesamte Marktgebiet öffentlich bereitgestellt werden (siehe Abbildung 7).

Abbildung 7: Informationen zum Marktgebietsstatus

	Inhalt	Zweck	Taktung
Vorläufiger Marktgebietssaldo	Summe der Tages-Unausgeglichenheit aller BGs	Darstellung des Handlungs-/Ausgleichsbedarfs für BGV	Stündlich
Physikalische Bilanzierungsmaßnahmen	Menge, Preise, Details dieser Maßnahmen	Transparenz bzgl. Grenzpreisen, Versorgungssituation, etc. für BGV	Zeitnahe
Marktgebietsverbrauch	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 MGM definierte 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.

6.3 Endverbraucherfahrpläne

Im aktuellen Bilanzierungsmodell stellen Endverbraucherfahrpläne das Bindeglied zwischen ex-ante und ex-post Bilanzierung dar. In dieser Funktion sind Endverbraucherfahrpläne sowohl in der ex-ante als auch ex-post Bilanzierung bilanzierungsrelevant. Ein zentraler Ausgangspunkt der Diskussion im Rahmen des Stakeholderprozesses war, dass aus Sicht der E-Control Endverbraucherfahrpläne für die unmittelbaren Zwecke der Bilanzierung nicht mehr benötigt werden. Das initial konsultierte Konzept sah demzufolge vor, dass diese entfallen und der damit verbundene Aufwand für Marktteilnehmer entsprechend reduziert wird¹⁸.

Ungeachtet der Frage, ob Endverbraucherfahrpläne von den BGV zu übermitteln sind oder nicht, liegt die Verantwortung für die Prognose (insbesondere vor dem Hintergrund der Bilanzierung und den damit verbundenen Ausgleichsenergie-Risiken)

¹⁷ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2018-10-04_AGGM-LPZ-Prognose.pdf/44dc2c0b-0bac-ef58-7f45-8cc646f0284e

¹⁸ Dies schließt jedoch natürlich nicht aus, dass BGV/Versorger im Innenverhältnis gesonderte Regelungen treffen können (z.B. bzgl. Endverbrauchern die selber prognostizieren, etc. – in diesem Fall könnte nachgelagert ein Abgleich zwischen Kundenprognose und dem allozierten Messwert erfolgen).

ausschließlich beim BGV. Die den BGV bereitgestellten Prognosen bzgl. Endverbraucher-Abnahmen¹⁹ bzw. Informationen zum Bilanzgruppenstatus (siehe Abschnitt 6.1) sind unverbindlicher Natur und primär als Hilfestellung für BGV im Rahmen ihrer eigenen Prognose gedacht; sie sind nicht relevant für die Ermittlung der Unausgeglichenheiten von Bilanzgruppen (dies erfolgt ausschließlich auf Basis von Allokationen).

Im Zuge des Stakeholderprozesses wurde zwischenzeitlich diskutiert Endverbraucherfahrpläne auch in einem weiterentwickelten Bilanzierungsmodell weiter vorzusehen. Weil diese jedoch keine unmittelbare Bilanzierungsrelevanz gehabt hätten, wäre zwingend ein Anreizmechanismus zur Sicherstellung einer ausreichend hohen Prognosequalität mit Wechselwirkungen auf den Aspekt der Toleranzen für Untertägige Anreize erforderlich gewesen. Nach Abwägung der unterschiedlichen Argumente und Effekte sowie einer umfassenden Diskussion, wurde die Arbeitsannahme getroffen Endverbraucherfahrpläne in einem weiterentwickelten Bilanzierungsmodell nicht weiter vorzusehen (mit Ausnahme der Großabnehmerfahrpläne aus Gründen der Netzsteuerung; siehe Abschnitt 6.4). Dies ist einerseits im Einklang mit dem initial konsultierten Konzept, spiegelt gleichermaßen jedoch auch die eindeutige Mehrheitsmeinung der am Stakeholderprozess Beteiligten dar. Auf die verbleibenden Bedenken von FNBs und AGGM in Bezug auf die Einkürzung von BGs wird im nachfolgenden Abschnitt 7 eingegangen. Eine umfassende Zusammenfassung der Diskussion ist veröffentlicht²⁰.

6.4 Großabnehmerfahrpläne

Wenngleich im initial konsultierten Konzept nicht explizit adressiert, weil nicht unmittelbar für die Bilanzierung relevant und erforderlich, haben AGGM und die FNB im Rahmen des Stakeholderprozesses wiederholt auf die Bedeutung von Großabnehmerfahrplänen im Rahmen der Netzsteuerung hingewiesen. Demzufolge erscheint eine fortgesetzte Übermittlung von derartigen, kundenspezifischen Großabnehmerfahrplänen durch BGV als angebracht. Diese dienen jedoch primär der Netzsteuerung und werden für die Berechnungen von BG-Unausgeglichenheiten im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung nicht herangezogen. Noch zu erörtern wird sein, ab welcher Leistungsschwelle (aktuell bei vertraglicher Höchstleistung > 50.000 kWh/h) diese Regelung zur Anwendung kommen soll. AGGM hat diesbezüglich angemerkt, dass diese aus Gründen der Netzsteuerung bei 50.000 kWh/h verbleiben sollte; mit dem Ziel eine für alle Seiten angemessene Regelung zu schaffen; wird dies noch zu prüfen sein.

Weiteres wurde angeregt, dass auch weiterhin²¹ eine vertragliche Verpflichtung für BGV zur möglichst stundengenauen Übermittlung von Großabnehmerfahrplänen vorzusehen sei. Aus Sicht der E-Control kann dieses Thema nach Schaffung der verordnungsmäßigen Grundlage erneut auf Ebene der Allgemeinen Bedingungen adressiert werden.

7 Einkürzung von BGs

Insbesondere aufgrund des außerordentlichen hohen Transitanteils im Marktgebiet Ost sah bereits das initial konsultierte einen Mechanismus zur Absicherung der österreichischen Endkunden gegenüber den Risiken außerordentlicher Transitsituation dar, welche nicht effizient durch marktbasierende Maßnahmen beherrscht werden können.

Wenngleich in einem weiterentwickelten Bilanzierungsmodell keine Endverbraucherfahrpläne mehr vorliegen werden (siehe dazu Abschnitt 6.3) soll die zukünftige Ausgestaltung möglichst weitgehend der aktuellen Umsetzung²² 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 2-3 Tagen eingesetzt) und sachlich unabhängig von allfälligen Unterbrechungen der Netzbetreiber auf Basis des Kapazitätsmodells ist.

Aktuell wird der Prozess vom MGM ausgeführt; in einem weiterentwickelten Bilanzierungsmodell wäre dies unverändert²³. 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 den im initialen Konzept vorgesehenen Ansatz; eine schlussendliche Ausgestaltung kann im Einklang mit verordnungsmäßigen Grundsätzen in einem nachgelagerten Schritt auf Ebene der Allgemeinen Bedingungen erfolgen.

¹⁹ Laut AGGM wäre die Bereitstellung einer zusätzlichen Information zur maximalen gemessenen Stundenleistung im Rahmen des Versorgerwechsels eine für diese Prognose sinnvolle Ergänzung um dem MGVM eine noch bessere Prognose zu ermöglichen. Dies wird im Rahmen des FGW zu diskutieren sein und soll entsprechend in den formalen Marktregelprozess einfließen.

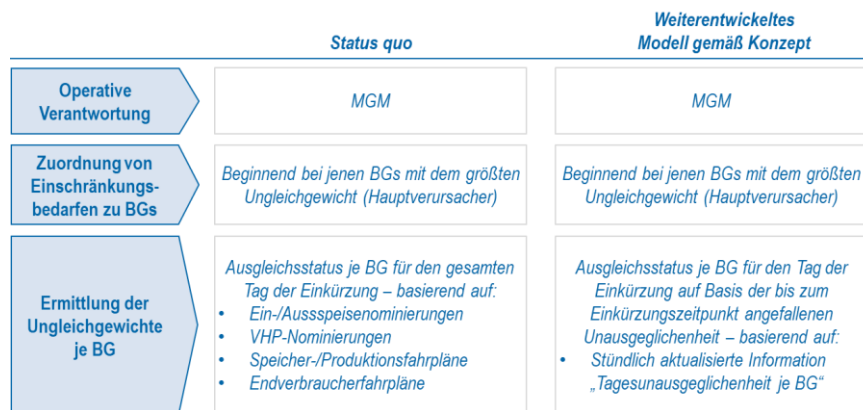
²⁰ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Kurzprotokoll_Stakeholderprozess+BAL_WS04+2018-12-04.pdf/c1e2c0c9-a363-3035-aec7-2cdca63d8bb6

²¹ Siehe aktuell Punkt 25.9 AB MGM-VGM-BGV Ost.

²² Aktuell basierend auf § 26 Abs. 7 GMMO-VO mit entsprechender Ausgestaltung in den AB MGM-VGM BGV Ost.

²³ Dies stellt eine Klarstellung ggü. vorläufigen, anderslautenden Überlegungen im Rahmen des Stakeholderprozesses dar.

Abbildung 8: Systematik für BG-Einschränkung²⁴



8 Netzbilanzierung

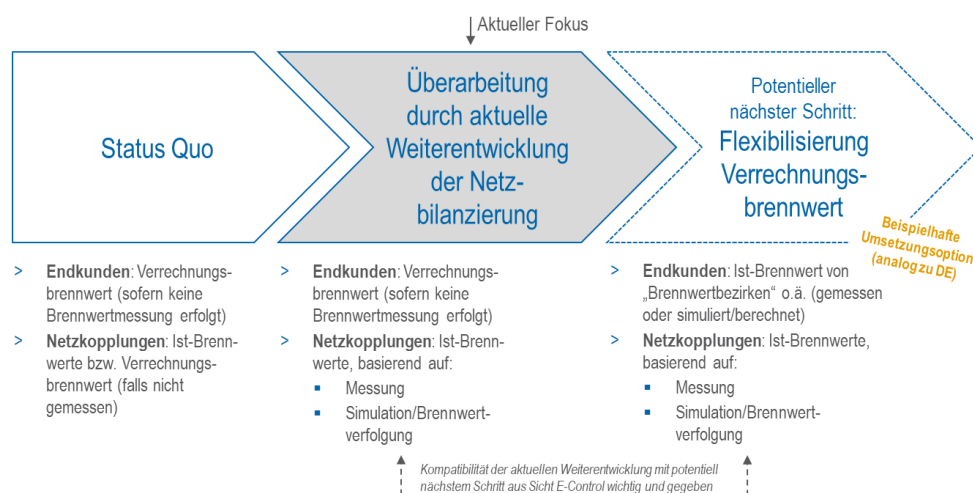
Primäre Zielsetzung der E-Control in Bezug auf die Netzbilanzierung ist es, ein transparentes, gerechtes, zukunftsfähiges und operativ effizientes Modell zu etablieren. Dies soll im Rahmen eines „grüne Wiese“ Ansatzes erfolgen, d.h. losgelöst von historisch gewachsenen, bestehenden Strukturen, jedoch mit dem klaren Ziel bewährte Elemente weiterzuführen.

8.1 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 beabsichtigte Evolution der Brennwertsystematik aus Sicht der E-Control dar. Der Fokus im aktuellen Stakeholderprozess liegt u.a. auf der Flexibilisierung der Brennwerte an Netzkopplungen, um diese den Ist-Brennwerten anzunähern. 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 Verordnung²⁵ kompatibel ist.²⁶

Abbildung 9: Mögliche Evolution der Brennwertsystematik²⁷



Im Zuge einer Überarbeitung durch die aktuelle Weiterentwicklung der Netzbilanzierung sollen zukünftig bei Netzkopplungen nur Ist-Brennwerte verwendet werden. Diese können, soweit verfügbar, auf Messungen basierend oder mittels

²⁴ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/WS02+Grundsätze_der_Bilanzierung_181004c.pdf/2bdbbe93-a97f-ac12-41a4-459734fc1724

²⁵ 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.

²⁶ Aufgrund des langen Zeithorizonts bis zur Umsetzung der neuen Bilanzierungsmodells (2021) könnten dies allenfalls auch gemeinsam mit der Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells umgesetzt werden.

²⁷ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2019-01-22+WS05+Netzbilanzierung_190122.pdf/c95890f3-b205-f11b-a0e5-02e34291ca2c

Simulationen/Brennwertverfolgung ermittelt werden. Abgesehen vom dafür erforderlichen Aufbau der Methoden zur Simulation/Brennwertverfolgung, soll keine wesentliche Erweiterung der Messinfrastruktur erfolgen.

8.2 Allokationskomponenten

In Bezug auf die Allokationskomponenten der Netzbilanzierung wird einerseits auf das initiale Konzept der E-Control verwiesen. Andererseits wurde dieses im Rahmen des Stakeholderprozesses auf Basis einer von AGGM vorbereiteten Unterlage²⁸ diskutiert und einige Anpassungen bzw. Konkretisierungen formuliert. Diese beziehen sich insbesondere auf:

- > Klarstellung, dass bei nominierten Ein-/Auspeisungen die Allokation auf Basis von Ist-Brennwerten erfolgt (allfällige Differenzen zur Nominierung werden am OBA erfasst)
- > Folglich erfolgt auch die Erfassung von OBA-Mengen mit dem gemessenen Ist-Brennwert am Ein-/Auspeisepunkt
- > Der Auf- bzw. Abbau des Netzinhalts (Linepack) wird mit dem mengengewichteten Ist-Brennwert je Netzbetreiber erfasst
- > Klarstellung, dass die Nominierung für die Beschaffung des Eigenverbrauchs bereits in anderen Allokationskomponenten enthalten ist und nicht doppelt berücksichtigt werden darf (jedoch Relevanz für kommerzielle Bilanz)
- > Allokation von gemessenem Eigenverbrauch basierend auf Ist-Brennwerten aus Messungen bzw. aus der Brennwertverfolgung (oder auch als mengengewichteter Ist-Brennwert)
- > Allokation von ungemessenem Eigenverbrauch basierend auf mengengewichtetem Ist-Brennwert

8.3 Verrechnungskomponenten

In Bezug auf die Verrechnung im Rahmen der Netzbilanzierung ergeben sich aus dem Konzept zur Weiterentwicklung zwei wesentliche Implikationen:

- > Die Abrechnung von Linepack-Veränderungen entfällt (dient primär dem physikalischen Ausgleich und dem Erhalt der Transportfähigkeit und wird somit nicht als verrechnungsrelevant betrachtet)
- > Brennwertdifferenzen sollen zukünftig nicht mehr über das Umlagekonto kompensiert werden (siehe nächster Punkt). Sofern keine Brennwert-Flexibilisierung im Rahmen der Endkunden-Abrechnung erfolgt bzw. absehbar ist, sollen diese Differenzen entsprechend erfasst und abgerechnet werden²⁹.
- > Das bisherige Restlastverfahren mit Adressat Versorger entfällt. Die kommerziellen Konsequenzen allfälliger Differenzmengen (d.h. Brennwertdifferenzen und allfällige weitere Differenzen) verbleiben initial bei den Netzbetreibern und werden in einem nächsten Schritt über die jeweiligen Netztarife 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.

8.4 Differenziertes Verfahren für FNBs

GCA und TAG stellten auf Basis eines Diskussionsbeitrags³⁰ den Unterschied der Netzbilanzierung im Fernleitungsnetz gegenüber dem Verteilernetz dar. 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. Auch seitens AGCS und AGGM wird gesehen, dass die Fernleitung anders behandelt werden müsste als das Verteilernetz.

Demzufolge wird durch E-Control die Arbeitsannahme getroffen diese Differenzierung für FNB im weiterentwickelten Konzept zu berücksichtigen. In Bezug auf die Transparenz der Netzbilanzierung ist jedoch sicherzustellen, dass alle für die Netzbilanzierung im Verteilernetz erforderlichen Informationen in erforderlicher Granularität, zeitlicher Taktung, etc. bereitgestellt werden.

9 Kommerzielle Abwicklung

9.1 Neutralität und Bilanzierungsumlage

Eine wesentliche Anforderung an ein weiterentwickeltes Bilanzierungsmodell ist, dass dieses Mengenneutralität als auch kommerzielle Neutralität für die Bilanzierungsstelle ermöglicht und gewährleistet.

Im Rahmen des Stakeholderprozesses wurde auf Vorschlag von AGCS diskutiert, dass die Umlagefestlegung weiterhin im 3 Monatstakt erfolgen soll (mit Festlegung im Monat vor Beginn der Umlageperiode); damit wäre jeweils für diesen Zeitraum

²⁸ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2019-01-22_AGGM_Netzbilanzierung.pdf/c2c92ff7-eedf-9468-a792-d4ed7187c134

²⁹ Falls eine Brennwert-Flexibilisierung im Rahmen der Endkunden-Abrechnung erfolgt, entfällt die Grundlage und Notwendigkeit für diese Maßnahme; diese ist dann nicht mehr erforderlich. Im Zuge der ordnungsmäßigen Umsetzung soll diese Bedingungen entsprechend einfließen und eine effiziente Gesamtentwicklung sicherstellen.

³⁰ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2019-01-22_GCA_TAG_GmbH_Netzbilanzierung_FNB_190114.cleaned.pdf/bd515280-97a4-184a-52e0-ab3f37f0b2a1

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.

Die Ermittlung der Bilanzierungsumlage soll auf Basis sämtlicher Ein-/Auspeise-Allokationen erfolgen und dementsprechend die Höhe der Umlage ggü. den jeweiligen BGV determinieren.

9.2 Clearingfee

Analog zur Bilanzierungsumlage soll auch die Clearingfee auf Basis sämtlicher Ein-/Auspeise-Allokationen einer BG ermittelt und entsprechend zugeordnet werden.

9.3 Risikomanagement

Im aktuellen Bilanzierungsmodell ergibt sich das Risikomanagement im Rahmen der ex-ante Bilanzierung i.W. über das Clearinghaus der Börse (Unausgeglichheiten 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 deutlich.

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. untertäglich) auf veränderte Situationen bzw. Risiken reagieren kann
- > ungeachtet der zentralen Bedeutung möglichst operative Synergien der Kooperation unterschiedlicher Systemoperatoren nutzt und aus der Marktteilnehmer-Perspektive möglichst einfach verständlich sind.

Aus Sicht der E-Control ist davon auszugehen, dass die verordnungsmäßige Umsetzung der Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells auf die wesentlichen Prinzipien, wie z.B. die oben genannten beschränkt sein wird. Operative Konkretisierungen werden in einem nachgelagerten Schritt von der Bilanzierungsstelle im Rahmen der Allgemeinen Bedingungen konkretisiert und mit den Marktteilnehmern abgestimmt.

9.4 Institutionelle Aufbau der Abwicklung

Während das initiale 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. Demzufolge wird das Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells keine Abkehr von der bestehenden Systematik vorsehen. Das bedeutet, dass die Bilanzierungsstelle in diesem Kontext der zentrale Vertragspartner für BGV bleibt und sich operativ verantwortlich zeichnet (unbeschadet allfälliger Dienstleistungen und Kooperationen).

9.5 Grundsätzliche zeitliche Taktung

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 als zielführend.

Die bestehende Prozessabwicklung für das 1. Clearing als auch das 2. Clearing gemäß Präsentation der AGCS³¹ stellt somit ebenfalls das Grundmodell für ein weiterentwickeltes Bilanzierungsmodell dar. Dabei wird allenfalls zu berücksichtigen sein, dass eine Brennwert-Flexibilisierung im Rahmen der Endkunden-Abrechnung zusätzliche, vorgelagerte Prozesse zwischen Systemoperatoren erfordert und demzufolge der bestehende Prozess um einige wenige Tage nach hinten verschoben werden sollte.

9.6 Mehr- und Mindermengenabrechnung

In Bezug auf den für die Mehr- Mindermengenabrechnung (bisher 2. Clearing) anwendbaren Preis erscheint es in einer monatlichen Abrechnungstaktung 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 wird analog weitergeführt.

³¹ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2019_02_26pdf_ECA_Workshop_AGCS_Bilanz+u+Verrech.cleaned.pdf/9339f901-237c-718f-050a-11f181673ebd

10 Ausblick und geplante nächste Schritte

Aus aktueller Sicht plant E-Control die weiteren Schritte folgendermaßen (Änderungen vorbehalten):

bis Ende Apr. 2019	Formaler Abschluss des Stakeholderprozesses (Aktualisierung, Vervollständigung und Veröffentlichung dieses Dokuments in finaler Form)
bis Anfang Sep. 2019	Veröffentlichung des überarbeiteten Gesamtkonzepts auf Basis dieser Ergebnisse sowie eines Verordnungsentwurfs zur Neuerlassung der GMMO-VO zur Umsetzung des Konzepts > 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 Ende 2020	Erarbeitung, Konsultation und Erlassung der Sonstigen Marktregeln
bis Apr. 2021	Konsultation und Genehmigungen der Allgemeinen Bedingungen der Systemoperatoren
01.10.2021	Inkrafttreten des weiterentwickelten Bilanzierungsmodells