

#	Frage	Antwort E-Control
	Integrierte Bilanzierung	
1	Ist die gemeinsame Bilanzierung von Verteilergesamt und Fernleitungsebene aufgrund der Sonderstellung Österreichs als Transitland (Transit macht ein Vielfaches des Inlandgasverbrauchs aus) überhaupt sachgerecht bzw. rechtfertigen diese nicht eher das aktuelle Modell?	<p>Ein hoher Transitanteil ist zweifelsfrei eine wesentliche Eigenschaft, die bei der Ausgestaltung eines Bilanzierungsmodells berücksichtigt werden muss.</p> <p>Eine angemessene Berücksichtigung dieser Eigenschaft vorausgesetzt (die BG-Einkürzung im Fall noch nicht marktbasiert beherrschbaren BG-Unausgeglichheiten zielt bspw. genau darauf ab und ist ein „Spezialinstrument“ welches in vergleichbarer Form nur in Österreich existiert; gleichermaßen bedarf es der auch vorgesehenen Berücksichtigung im Rahmen der Untertägigen Anreize, der Neutralität, etc.), ist aus Sicht der E-Control keine sachliche Rechtfertigung für eine Trennung gegeben (siehe dazu auch Antwort 2).</p> <p>In diesem Kontext ist auch berücksichtigen, dass viele europäische Gasmärkte über Transitmengen verfügen und ungeachtet dessen eine integrierte Bilanzierung bereits umgesetzt haben.</p>
2	<p>Fernleitungen sind dahingehend ausgelegt, Gasmengen mit konstant hoher Kapazitätsauslastung über weite Distanzen zu transportieren. Im Verteilernetz dienen Speicher hingegen einer möglichst verbrauchsnahe Strukturierung.</p> <p>Wie beurteilen Sie die Risiken aufgrund der unterschiedlichen Größenverhältnisse und unterschiedlichen Gegebenheiten für das Verteilergesamt, wenn von diesem gaswirtschaftlichen Grundprinzip abgegangen wird?</p>	<p>Das Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells sieht keine Abkehr von diesen Grundprinzipien vor.</p> <p>Sowohl der überregionale Transportbedarf als auch die regional erforderlichen Flexibilitätsquellen sind vielmehr das Ergebnis von übergeordneten Aspekten (Angebot/Nachfrage deren saisonale Verteilung, technische Leistungsfähigkeit der Infrastruktur, etc.) welche nicht primär durch das Bilanzierungsmodell beeinflusst werden (können).</p> <p>In Bezug auf Risiken siehe auch Antwort 1.</p>
3	Welche Synergien werden erwartet?	<p>Die erwarteten Synergie- und Effizienzgewinne wurden im Rahmen des 1. Workshops behandelt und können der bereitgestellten Unterlage entnommen werden (Folie 24).</p> <p>Direkte Effekte ergeben sich einerseits durch eine Vereinfachung für BGV (weniger Prozesse, weniger Kommunikation, weniger Risiken, weniger Ansprechpartner, keine verpflichtende Börsenmitgliedschaft, etc.) und eine entfallende Dopplung von Systemen, Prozessen, etc. für vergleichbare Aufgaben im Rahmen der Bilanzierung.</p>
4	Müssen bei integrierter Bilanzierung die Regelungen des NC BAL für Fernleitungen ausnahmslos (1:1) auch auf das Verteilernetz angewendet werden oder wären – unbeschadet der angestrebten Vereinfachungen des Systems – sachlich gerechtfertigte Differenzierungen möglich, um den unterschiedlichen Gegebenheiten in Österreich zwischen Transit und Endkundenversorgung im Verteilernetz Rechnung zu tragen?	<p>Eine integrierte Bilanzierung erfordert einen homogenen Regelungsrahmen der mit den Prinzipien des BAL NC kompatibel sein muss.</p> <p>Dennoch ist vorgesehen, dass dieser Regelungsrahmen sachlich gerechtfertigte Differenzierungen zwischen z.B. Endkundenversorgung und Transit zulässt. Dies ist beispielsweise im Rahmen der vorgesehenen Untertägigen Anreize der Fall, da Toleranzen nur für jene Ein-/Auspeisekomponenten gewährt werden, welche einem Prognoserisiko für den BGV unterliegen (d.h. Auspeisungen an Endverbraucher).</p>
	Ausgleichsenergieabrechnung (bisher 1. Clearing) allgemein	
5	<p>Ist nicht aufgrund der kurzen Vorlaufzeiten für das tägliche 1. Clearing mit einer Häufung an Fehlern/Qualitätsverschlechterung und somit Nachclearings zu rechnen?</p> <p>Wie soll mit diesen Fehlern umgegangen werden?</p> <p>Führt dies nicht zwangsläufig zu einer deutlichen Steigerung des administrativen Aufwands sämtlicher Marktteilnehmer (VNB, MVGM, BKO, VS, Endverbraucher)?</p>	<p>Da aus den Stellungnahmen zum Konzept kein klarer Marktbedarf für die in der Frage angesprochene Anpassung der Taktung des 1. Clearings erkennbar war, wird diese nicht weiterverfolgt und von einer fortgesetzten monatlichen Abrechnung sämtlicher Gastage eines jeweiligen Abrechnungsmonats ausgegangen.</p>

6	Ist eine gesonderte AE-Abrechnung für Kunden größer 300 MW vorgesehen oder soll diese gemeinsam mit SLP und LPZ erfolgen?	Sämtliche Ein- und Ausspeisungen einer BG werden gesamthaft erfasst und abgerechnet. Siehe dazu Abschnitt 3.2 des konsultierten Konzepts.
Helper/Causer-Mechanismus		
7	Der Helper/Causer-Status einer Bilanzgruppe steht nach dem vorgeschlagenen Modell unseres Erachtens erst am Folgetag gesichert fest, da dann die tatsächlichen AE-Abrufe gesichert feststehen. Kann es durch „systemförderliches“ Verhalten vieler Bilanzgruppen – z.B. durch Reaktion auf vorläufige Tagesunausgeglichheiten - dazu kommen, dass das System dreht und gegenläufiger Regelenergiebedarf erforderlich wird? Wie wird damit umgegangen?	<p>Ungeachtet der Eintrittswahrscheinlichkeit einer derartigen Situation, kann diese nicht pauschal ausgeschlossen werden.</p> <p>In diesem Zusammenhang wesentlich, ist die primäre Verantwortung der BGV einen Ausgleich der Ein- und Ausspeisungen in seiner BG herbeizuführen (für den Fall dass dies vollständig gelingt, ist der BGV weder Helper noch Causer). Im Fall einer BG-Unausgeglichheit für den Tag, ist ungeachtet untertägigen Indikationen auf Basis von vorläufigen Daten erst nach Ablauf des Gastages und auf Basis abrechnungsrelevanter Allokationen eine finale Klassifizierung als Helper bzw. Causer möglich.</p> <p>Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Helper/Causer Mechanismus im Konzept für BGV nur zu einer Besserstellung, nicht jedoch zu einer Schlechterstellung im Vergleich zur Standardlogik gemäß BAL NC führen kann.</p>
8	Wie kann ein einzelner BGV während des Tages erkennen, ob er Helper oder Causer ist?	Siehe dazu Antwort 7.
Untertägige Anreize		
9	<p>Im Konsultationspapier wird darauf verwiesen, dass „der je nach Transportsituation verfügbare Netzpuffer...“ zur Vermeidung von AE Maßnahmen herangezogen wird. Steht überhaupt ausreichend Linepack zur Verfügung, da Fernleitungsnetzbetreiber nur so viel Netzpuffer zur Verfügung stellen können, wie sie nicht selbst benötigen, um ihren eigenen Aufgaben (zB Sicherstellung der Transportfähigkeit des Systems) nachkommen zu können?</p> <p>Hier bedarf es einer Simulationsrechnung sowie Bereitstellung entsprechender Unterlagen (Mengenverhältnisse, Anteil Menge/Leistung kleiner 300 MW und größer 300 MW, Schwankungsbreiten, Netzpuffer, Verhältnis: Abdeckung von Abweichungen über Netzpuffer bzw. erforderliche physische Eingriffe, Auswirkung auf Linepacknutzung, Kosten Netzpuffernutzung, Prozedere Ausgleich Linepacknutzung).</p> <p>Die tatsächliche Durchführbarkeit der Line-Pack-Nutzung der Transit-Systeme steht im Spannungsfeld von lokaler Verfügbarkeit vs. Bedarf im Marktgebiet (ein verfügbares Line-Pack in der TAG hilft netztechnisch nicht für einen Bedarf im Verteilernetzgebiet in Oberösterreich).</p>	<p>Die wechselseitige Bereitstellung von Netzpuffer zwischen Netzbetreibern und dessen Einsatz im Rahmen der Bilanzierung sind durch § 14 GWG iVm § 67 GWG 2011 GWG 2011 explizit vorgesehen; dies gilt sowohl für den Netzpuffer im Verteilernetzgebiet als auch den Netzpuffer der Fernleitungen.</p> <p>Selbstredend kann von Netzbetreibern nur jener Netzpuffer für Zwecke der Bilanzierung bereitgestellt werden, welcher nicht unmittelbar für den Netzbetrieb erforderlich ist. Wenngleich der für die Bilanzierung verfügbare Netzpuffer der Fernleitungsnetze aufgrund ihrer nominierten, überregionalen Nutzung schwieriger vorhersehbar ist, verdeutlicht die Veröffentlichung des MGM das dieser dennoch in der überwiegenden Anzahl der Fälle in substantiellem Ausmaß zur Verfügung steht und somit auf Basis konservativer Annahmen in die Gesamtbetrachtung miteinbezogen werden muss.</p> <p>Die angesprochene Simulation wird durch AGGM in Abstimmung mit den FNB durchgeführt; Ergebnisse einer mengenmäßigen Betrachtung und Implikationen für die Ausgestaltung von Parametern des Bilanzierungsmodells werden im Rahmen des Stakeholderprozesses vorgestellt und diskutiert.</p>
10	Wie häufig sind Tage mit eindeutiger Richtung der Regelenergie-Eingriffe?	<p>Bisher waren Tage mit gegenläufigem Regelenergieeinsatz strukturell nicht erkennbar; d.h. primär eine eindeutige Richtung gegeben. Auch auf Basis der dem konsultierten Konzept zugrundeliegenden Analysen wären Tage mit gegenläufigen Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie die absolute Ausnahme.</p> <p>Eine aktualisierte und detaillierte Analyse zur Diskussion im Rahmen des Stakeholderprozesses wird aktuell durch AGGM in Abstimmung mit den FNB durchgeführt.</p>

11	Welche Auswirkungen haben Mengenschwankungen im Transit – können große Shipper das System ins Ungleichgewicht kippen/drehen?	<p>Derartige Situationen hätten auch bereits bisher auftreten können, sind auf Basis der durch den MGM veröffentlichten Marktgebietsdaten jedoch nicht strukturell zu beobachten.</p> <p>Fakt ist, dass in einem weiterentwickelten Bilanzierungsmodell gemäß Konzept noch stärkere Anreize für BGV vorgesehen sind, um eine vollständige Deckung der Transit-Ein- und Ausspeisungen herzustellen (Untertägige Anreize auch bei stündlicher Überspeisung, ungeachtet vom Marktgebietssaldo und ohne Carry Forward).</p>
12	Ist eine Reaktion auf die vorläufige Tagesunausgeglichenheit ohne Erhöhung der für die untertägige Verpflichtung relevanten Menge möglich?	Dies kann nicht pauschal beantwortet werden; da von den spezifischen Ein-/Ausspeisekomponenten einer BG abhängig. Im Umfang, in dem in einer BG Ausspeiseallokationen an (sämtliche) Endverbraucher erfasst sind, wird eine Toleranz für derartige untertägige Ausgleichs gewährt.
13	Die Planbarkeit des Strukturierungsbeitrags ist nicht gegeben – lässt sich abschätzen, wie häufig dieser in der Praxis zur Anwendung kommen wird?	Siehe dazu Antwort 10.
Informationsbereitstellung		
14	Der MVGM sollen im angedachten Modell eine Fülle an untertägigen Daten liefern. Nur verlässliche und vollständige Daten können zu Verbesserung der Prognosequalität beitragen. Wie wird hier die Datenqualität sichergestellt?	<p>Es wird davon ausgegangen, dass Netzbetreiber die für das Funktionieren des Marktmodells erforderlichen Informationen im Einklang mit den Zielen und Grundsätzen des GWG 2011 bereitstellen; im konkreten Fall, dass untertägige Daten mit angemessener gaswirtschaftlicher Sorgfalt bereitgestellt werden.</p> <p>Ungeachtet dessen ist die Bereitstellung von stündlichen, untertägigen Daten eine operative Herausforderung für VNB. Um diese von der unmittelbaren Implementierung eines weiterentwickelten Bilanzierungsmodells zeitlich zu entkoppeln; tritt diese Verpflichtung gemäß Übereinkunft mit der Branche bereits per 01.10.2019 in Kraft. Demzufolge ist zu erwarten, dass bis zur Implementierung eines weiterentwickelten Bilanzierungsmodells (ab 01.10.2021 möglich) die operativen Prozesse vollständig etabliert sind und untertägige Information verlässlich und in angemessener Qualität bereitgestellt wird.</p>
15	Inwieweit müssen Verteilernetzbetreiber zusätzliche Daten bereitstellen im Vergleich zur GMMO-VO-Novelle 2018 (Anhebung der Tagesbilanzierung von 10 auf 50 MW)?	Wie bereits im Rahmen von diversen Diskussionsrunden erörtert und in der Unterlage zum 2. Workshop (Folie 17) explizit dargestellt, ist für die Umsetzung eines weiterentwickelten Bilanzierungsmodells gemäß Konzept keine über die GMMO-VO-Novelle 2018 hinausgehende Bereitstellung von Endverbraucher-Messwerten durch VNB erforderlich.
Prognose		
16	Gemäß Kapitel 3.2 der Konsultationsunterlage sollen die derzeitigen Endverbraucher-Fahrpläne entfallen, da sie nicht mehr bilanzierungsrelevant sind. Nominierungen für Endkundenverbrauch sind nur mehr für Speicher und Produktion vorgesehen (Seite 9: „Allokiert wie nominiert“), für Endkunden hingegen soll „Allokiert wie gemessen“ gelten. Unklar ist insbesondere, ob Versorger weiterhin eigene Prognosen erstellen können oder künftig jene der AGGM verwenden müssen. Laut Verständnis der AGGM sollen vom MVGM jedoch wie bisher nur die SLP-Prognosen zur Verfügung gestellt werden und nicht für sämtliche Endkunden.	<p>Einleitend bedarf es der Klarstellung der o.g. Aussage „<i>Nominierungen für Endkundenverbrauch sind nur mehr für Speicher und Produktion vorgesehen</i>“: die Nominierung von Produktion und Speichern erfolgt gemäß Konzept wie dargestellt gemäß dem Prinzip „allokiert wie nominiert“ und mittels Fahrplan, es besteht jedoch kein modellimmanenter Zusammenhang mit dem Endkundenverbrauch. Vielmehr wird der Endkundenverbrauch auf Basis von Messwerten als Ausspeiseallokation unmittelbar in der BG erfasst und es ist die Aufgabe des BGV gemäß seiner Prognose eine mengenmäßig korrespondierende Einspeisung zu nominieren.</p> <p>Demzufolge verbleibt es Aufgabe des BGV weiterhin eigene Prognosen zu erstellen. Ausschließlich für SLP bleibt dafür als Hilfestellung für BGV die unverbindliche Prognose des MVGM erhalten.</p>

17	<p>BGV lösen im vorgestelltem Bilanzierungsmodell durch systemförderliches Verhalten - etwa mit dem Ziel der untertägigen Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfs – Strukturierungskosten aus. Ist ein erstes Clearing wie in der bisherigen Form des aktuellen Bilanzierungsmodells vorgesehen? (Basis durchschnittlicher Ist-Temperatur mal SLP) oder sollen wie im deutschen Bilanzierungsmodell SLPs ausschließlich über ein Mehr-/Mindermengenmodell bilanziert werden?</p>	<p>Die aktuelle Systematik in Bezug auf SLP bleibt aufrecht. Der MVGM stellt dem eine unverbindliche SLP-Prognose bereit, die finale Prognose (um eine entsprechende Einspeisung zu nominieren) liegt jedoch weiterhin in der Verantwortung der BGV. In der monatlichen Ausgleichsenergieabrechnung werden Differenzen zwischen den Ein- und Ausspeiseallokationen (darin enthalten jene für SLP mit Ist-Temperatur) ggü. BGV entsprechend abgerechnet.</p>
<p>Mehr- und Mindermengenabrechnung (bisher 2. Clearing)</p>		
18	<p>Ist das Mehr-/Mindermengenmodell in einem ausschließlich zweiten Clearing vorgesehen?</p>	<p>Das Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells orientiert sich möglichst weitgehend an der Nomenklatur des BAL NC, welcher im Art. 2 (2) die der Ausgleichsenergieabrechnung zeitlich nachgelagerte Abrechnung von Mehr- und Mindermengen auf Basis von Letztverbraucher-Zählerablesungen (und somit aktualisierten Allokationen) vorsieht. Demzufolge entspricht „Mehr- und Mindermengenabrechnung“ dem 2. Clearing.</p>
19	<p>Wie werden allfällige Mehr-/Mindermengen, die übliche Brennwertschwankungen überschreiten, aufgebracht und wie sieht der Kompensationsmechanismus dazu aus?</p>	<p>Das Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells sieht keine grundsätzliche Veränderung der diesbezüglichen Systematik im Vergleich zum Status quo vor.</p>
20	<p>Im vorgeschlagenen Modell weisen Clearing 1 und Clearing 2 unterschiedliche Kostenansätze auf. Dies führt dazu, dass gegenläufige sich aufhebende Abweichungen aus Clearing 1 und Clearing 2 zu Kosten führen (siehe Beispiel). Wie kann in einem derartigen Modell eine verursachergerechte Kostenzuordnung gefunden werden?</p>	<p>Entgegen der Überlegung im konsultierten Konzept erscheint es in einer monatlichen Abrechnungstaktung (siehe dazu Antwort 5) angebracht und sinnvoll, den Preis der initialen Ausgleichsenergieabrechnung gegenüber BGV (bisher 1. Clearing) auch für die nachgelagerte Mehr- und Mindermengenabrechnung (bisher 2. Clearing) auf Basis aktualisierter Messwerte anzuwenden.</p>
21	<p>Zu Kapitel 3.9: Derzeit funktioniert die Mehr- und Minderabrechnung durch das 2. Clearing (Aufrollung des 1. Clearings wie im Strombereich). Dabei wird 15 Monate später von BKO mit den finalen Messdaten noch einmal eine komplette Bilanzierung durchgeführt und auch die Restlast für den Monat neuerlich ermittelt. Die Differenzen zwischen 1. und 2. Clearing werden mit den Marktteilnehmern korrekt abgerechnet (Der BKO kann mit seinem Mengenbuchhaltungssystem auch nach 15 Monaten die Bilanzierung des 1. Clearings korrekt wiederholen). Im Konsultationspapier wird nun aber eine Abrechnung vorgeschlagen, die nicht zum korrekten Ausgleichsenergiepreis des 1. Clearings erfolgen soll, sondern es soll zu einem anderen Preis (Börsereferenzpreis) abgerechnet werden. Das Ergebnis des 2. Clearings wäre dann auch nicht Null und die angestrebte Erlösneutralität nicht gegeben. Werden mit dem Vorschlag im Konsultationspapier Marktteilnehmer nicht beim 2. Clearing geschädigt, da zu einem anderen Preis abzurechnen ist (inkorrekte Abrechnung)? Im 2. Clearing muss unserer Ansicht auch weiterhin jenes Bilanzierungs- und Preismodell zur Anwendung kommen, welches im 1. Clearing Gültigkeit hatte (korrekte erlösneutrale Ausgleichsenergieverrechnung).</p>	<p>Siehe dazu Antwort 20.</p>
22	<p>Unklar ist auch, ob nachträgliche Korrekturen von gemessenen Biogaseinspeisungen zu Aufrollungen des 1. Clearings führen oder ob diese Differenzmengen auch im 2. Clearing enthalten sind.</p>	<p>Im konsultierten Konzept (siehe Abschnitt 3.2) sind Einspeisungen aus der Produktion von erneuerbaren Gasen analog zu LPZ zu allokalieren (Tagessumme der Stundenmesswerte bandförmig auf den Gastag ausgerollt). Demzufolge sind diese in der monatlichen Ausgleichsenergieabrechnung (bisher 1. Clearing) und allenfalls genauso in der zeitlichen nachgelagerten Mehr-/Mindermengenabrechnung (bisher 2. Clearing) enthalten.</p>

Mechanismus zur BG-Einschränkung	
23	<p>Zum Mechanismus zur Einschränkung von nicht marktbasierend beherrschbaren Bilanzgruppen- Unausgeglichheiten (Kapitel 3.10): Richtigerweise wird im Konsultationspapier davon ausgegangen, dass bei einer Erweiterung des Tagesbilanzierungsregimes für einen sehr weiten Netzbutzerkreis eventuell mehr als die Gasbörse an Liquidität bereithält vom MVGM nachgefragt wird.</p> <p>Wie kann im Hinblick auf die Versorgungssicherheit sichergestellt werden, dass das System auch im Engpassfall (Kälteperioden und Notfallsituationen) noch funktionsfähig bleibt? Dazu zählen aktuelle auch die back-up Mechanismen Merit Order List, Demand Side Response der AGCS, die im Konsultations-dokument allerdings keine Erwähnung finden.</p>
24	<p>Der vorgeschlagene Kürzungsmechanismus auf der Basis von Vergangenheits-werten (Messwerte) können keinesfalls für Kürzungen in der Zukunft herangezogen werden, da daraus maximal Trends abgeleitet werden können; Bilanzgruppenkürzungen aufgrund von Zukunftstrends sind nicht sachgerecht.</p> <p>Sollten daher nicht die Endkundenfahrpläne beibehalten werden, da sie die einzige gesicherte Information darüber darstellen, was ein BGV in der Zukunft für sein Portfolio plant? Aus unserer Sicht ist eine effektive und verursachungsgerechte Marktgebietskürzung ohne Endkundenfahrpläne nicht möglich.</p>

Im Abschnitt 1 des konsultierten Konzepts ist explizit klargestellt, dass daran nicht behandelte Aspekte des etablierten Marktmodells grundsätzlich unverändert bleiben. Dies gilt vor dem Hintergrund der formulierten Frage insbesondere auch für die Instrumente zur Aufbringung physikalischer Ausgleichsenergie.

Neben der im GWG 2011 und im BAL NC prioritär vorgesehenen Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie über die Börse, bleiben die Merit Order List und die Demand Side Response in der bestehenden Einsatzreihenfolge erhalten.

Das konsultierte Konzept sieht einen Mechanismus zur Einschränkung von nicht marktbasierend beherrschbaren BG-Unausgeglichheiten als „measure of last resort“ zwingend erforderlich an.

Angesichts der entfallenden ex-ante Bilanzierung (und dessen Fokus/Vorausschau auf die Tagesposition) und der Endverbraucherfahrpläne zielt das Konzept auf die Realisierung einer vergleichbaren Wirkung bei gleichzeitiger Minimierung der operativen Aufwände für BGV ab (keine weiterführende Übermittlung von Endverbraucherfahrplänen nur für Zwecke einer allfälligen Einkürzung; da für Zwecke der Bilanzierung jedenfalls nicht mehr erforderlich, müssten hierfür allenfalls Anreizmechanismen vorgesehen werden um eine ausreichende Qualität der Meldung und folglich Verursachungsgerechtigkeit einer Einkürzung zu gewährleisten).

Die vorgeschlagene Kürzungslogik bezieht sich dabei entgegen der Fragestellung nicht auf Zukunftstrends, sondern dient dem Ausgleich einer bis zum Ermittlungszeitpunkt angefallenen BG-Ausgeglichenheit (auf Basis von Allokationen; für Endverbraucher mit Status „vorläufig“) durch entsprechende Anpassung von Nominierungen bis zum Ende des Gastages.

Die tatsächliche Ausgestaltung ist im Rahmen des Stakeholderprozesses zu diskutieren.