

An
E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email an: marktregeln@e-control.at

Ihr Zeichen / Ihre Nachricht von

Unser Zeichen
LI/DÜ

DW
39

Datum
25.10.2019

Stellungnahme des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen zum Begutachtungsentwurf der GMMO-VO 2020

Sehr geehrte Damen und Herren!

Wir bedanken uns für die Übermittlung des Begutachtungsentwurfes zur GMMO-VO 2020 und nehmen dazu wie folgt Stellung.

Der Verordnungsentwurf entspricht hinsichtlich der Gasbilanzierung dem Ergebnis des vorgelagerten Stakeholderprozesses. Dabei konnten bereits im Vorfeld die Eckpunkte für die Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells sachlich besprochen und ein gutes gemeinsames Verständnis über die einzelnen Parameter geschaffen werden. Dieser Prozess kann daher als ein bewährtes Vorbild für künftige Verordnungsconsultationen dienen.

Aufgrund der Vorarbeiten im Stakeholderprozess beschränkt sich unsere Stellungnahme im Wesentlichen auf jene Punkte, die für das reibungslose Funktionieren in der praktischen Umsetzung erforderlich sind.

Zu § 6 Abs 3:

In § 6 Abs 3 ist seit der 1. Novelle der GMMO-VO im Jahr 2017 der Kapazitätsumwandlungsdienst geregelt. Dieser sieht vor, dass Netzbewutzer „spätestens drei Arbeitstage nach der gebündelten Buchung von frei zuordenbaren Ein- oder Ausspeisekapazitäten dem Fernleitungsnetzbetreiber die Inanspruchnahme des Kapazitätsumwandlungsdienstes anzuzeigen“ haben.

Wir ersuchen um Ausdehnung der Frist auf fünf Arbeitstage, da unserer Erfahrung nach die Abwicklung über die Schriftform und die firmenmäßige Zeichnung von Formularen in einer Zeit von drei Arbeitstagen sehr schwer möglich ist.

Zu § 9 - Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen:

Durch den zunehmenden Handel von Kapazitäten am Sekundärmarkt wäre es aus BGV-Sicht sinnvoll und notwendig, dass dem BGV die Möglichkeit gegeben wird, sämtliche primär gebuchten sowie von anderen Transportkunden am Sekundärmarkt erworbenen aber auch zum Zwecke der Nominierung zugeordneten Kapazitäten stundenaktuell auf den elektronischen Buchungsplattformen der Fernleitungsnetzbetreiber oder der webbasierten Plattform des MVGM einzusehen. Dies ist aktuell nicht möglich, sodass erhöhter Abstimmungsbedarf mit den TSOs, beispielsweise vor Monatswechseln, notwendig ist. Es besteht aber auch ein erhöhtes Risiko, dass Kapazitätsgrenzen an relevanten Ein- und Ausspeisepunkten überschritten werden. Zudem ist der Zuordnungsprozess von sekundär gehandelten Kapazitäten ein manueller Prozess, der einer Kontrolle seitens des Käufers bzw. den zum Zwecke der Nominierung zugeordneten BGVs bedarf. Speziell bei kurzfristig gehandelten Kapazitäten stößt der Prozess der individuellen Abstimmung und Kontrolle an seine Grenzen.

Zu 4. Teil - 3. Abschnitt Kommerzielle Bilanzierung:

Der vorläufige Bilanzgruppensaldo scheint (zusätzlich zu nicht stündlich gemessenen Zählpunkten) durch die Anwendung der nachträglich ermittelten Brennwerte (je Brennwertbezirk) ab 01.01.2023 „verfälscht“. Dadurch besteht die Gefahr, dass sich Versorger im Clearingprozess außerhalb des Flexibilitätsbandes befinden und dadurch womöglich Strukturierungskosten zu tragen haben, obwohl dieses aufgrund der vorläufigen Daten nie überschritten wurde. Die Bewirtschaftung der Positionen innerhalb des Flexibilitätsbandes weist also folgende Risiken auf:

Innerhalb des Gastages ist die Höhe des Flexibilitätsbandes nicht genau bekannt (errechnet sich aus 4% des Tagesverbrauchs, wobei der genaue Tagesverbrauch Prognosefehlern, dem Fahrverhalten der Kunden und den nachträglichen Brennwertänderungen unterliegt).

Das bedeutet, dass sich nachträglich im Clearingprozess sowohl die Grenzen des Flexibilitätsbandes als auch der Kundenverbrauch verschieben. Um die Gefahr eines Strukturierungsbeitrags weitestgehend zu minimieren, schlagen wir vor, den vorläufigen Brennwert (zumindest ab der Anwendung von Ist-Brennwerten gemäß ÖVGW Richtlinie G O110 mit 1.1.2023) für das ergänzende untertägige Anreizsystem unverändert zu belassen.

Zu § 21 Abs 6:

Die Bestimmung der Optierungsmöglichkeit ist wenig konkretisiert (welcher Zeitraum, wie erfolgt Zuordnung des Zählpunktes zu Stunden- statt Tagesallokation, etc.) und verweist zur näheren Ausgestaltung bloß auf das Verfahren der Bilanzierungsstelle.

Die Möglichkeit zur Optierung und der Rücktritt davon soll aus operativer Sicht nur in größeren Zeiträumen (zB alle 12 Monate) möglich sein.

Gemäß den Erläuterungen zu § 21 Abs 6 kann der BGV mit „spezifischen Zählpunkten“ in eine Stundenallokation optieren. Es ist jedoch fraglich, wer die diesbezüglichen Daten für diesen ZP an Versorger übermittelt, da der Verteilernetzbetreiber gemäß § 32 (9) Z 5 und 7 nur Daten „je Netzbenutzer“ zu übermitteln hat. Daher sollte es in § 32 (9) Z 5 und 7 „je Zählpunkt“ heißen:

- „5. die tägliche Übermittlung von aktualisierten Allokationen von Verbräuchen von Endverbrauchern mit Lastprofilzähler je Versorger als Aggregat in Form von Stundenzitreihen an die Bilanzierungsstelle und den MVGM sowie je ~~Netzbenutzer~~ Zählpunkt an den MVGM und den jeweiligen Versorger. Auf Kundenwunsch sind diese Werte auch dem Kunden zur Verfügung zu stellen;“
- „7. die monatliche Übermittlung von gemäß § 24 Abs. 2 abrechnungsrelevanten Allokationen von Messwerten für Endverbraucher mit Lastprofilzähler, für das jeweilige Abrechnungsmonat bis zum vorgesehenen Clearingschluss, je Versorger als Aggregat in Form von Stundenzitreihen an die Bilanzierungsstelle und den MVGM sowie je ~~Netzbenutzer~~ Zählpunkt an den MVGM und den jeweiligen Versorger. Auf Kundenwunsch sind diese Werte auch dem Kunden zur Verfügung zu stellen;“

Zu § 22 Abs 2 Z 2 und § 22 Abs 3 Z 2:

Für den Fall, dass die Preisbildung für die tägliche Abrechnung der bilanziellen Tagesunausgeglichheiten über den mengengewichteten Gasdurchschnittspreis im Marktgebiet unter Berücksichtigung der kleinen Anpassung erfolgt, soll sichergestellt sein, dass die Kosten bzw. Erlöse der physikalischen Ausgleichsenergiebeschaffung dadurch bestmöglich abgedeckt werden.

Sollten die operativen Erfahrungen zeigen, dass mit der derzeit vorgesehenen kleinen Anpassung iHv 3 % des Gasdurchschnittspreises nicht das Auslangen gefunden wird, sollte zeitlich nachgelagert eine entsprechende Nachjustierung der kleinen Anpassung erfolgen.

Zu § 22 Abs 3:

Die Preisfindung bei einer negativen Tagesunausgeglichheit (Z 1) müsste – im Unterschied zu einer positiven Unausgeglichheit (Abs 2 Z 1) - auf den physikalischen Ausgleichsenergiekäufen basieren:

Zu § 24 Abs 3:

Gemäß § 32 Abs 9 Z 9 haben Verteilernetzbetreiber die gemäß § 24 Abs 3 abrechnungsrelevante Veränderungen der Allokation gemäß Z 8 (SLP-Kunden), also Differenzmengen zum 1. Clearing zu übermitteln. Wir befürworten hingegen wie bisher Absolutmengen, weil sonst neue Prozesse bei den betreffenden Marktteilnehmern eingerichtet werden müssten. Weiters sollten nicht nur SLP-Werte, sondern alle Daten aus dem 1. Clearing zur Berücksichtigung von Korrekturen aufgerollt werden.

Zu § 26 Abs 2 - Netzbilanzierung und OBA betreffend Verteilernetzbetreiber:

Hinsichtlich der Meldung des Auf-/Abbaus von OBAs durch den Verteilernetzbetreiber (§ 26 Abs 2 Z 2) und der Übertragungsmöglichkeit an den MVGM (§ 26 Abs 1) verweisen wir auf die individuellen Stellungnahmen der Verteilernetzbetreiber.

Gemäß § 26 Abs 3 Z 2 wird die Abweichung zwischen Nominierungen und Messwerten (OBA) aus der zuvor von den VNB mit den Nominierungen ermittelten Netzbilanz herausgerechnet. Das Ergebnis ist eine Netzbilanzierung auf Basis von Messwerten. Diese Abwicklung führt zu einem deutlichen Mehraufwand ohne Nutzen. Wir schlagen daher vor, für die Netzbilanz von Verteilernetzen für die Allokationskomponenten der Nr. 1 bis 3 der Tabelle in Anlage 2 Punkt III Messwerte vorzusehen, beispielsweise mit folgender Ergänzung:

Nr.	Allokationskomponente	Netzbilanz Fernleitung	Netzbilanz Verteilernetz	Anwendbarer Brennwert
1	Allokierte Ein-/Auspeisungen Grenzübergangspunkte (Fernleitungs- & Verteilernetze)	allokiert wie nominiert	gemessen	Ist-Brennwert am Grenzübergangspunkt (Differenzen am OBA erfasst)
2	Allokierte Ein-/Auspeisungen Speicher	allokiert wie nominiert	gemessen	Ist-Brennwert am Netzanschlusspunkt (Differenzen am OBA erfasst)
3	Allokierte Ein-/Auspeisungen Erdgasproduktion	allokiert wie nominiert	gemessen	Ist-Brennwert am Netzanschlusspunkt (Differenzen am OBA erfasst)
4	Einspeisungen Erzeugung erneuerbares Gas	gemessen	gemessen	Ist-Brennwert am Netzanschlusspunkt
5	Allokierte Auspeisungen zu Endverbrauchern LPZ	gemessen	gemessen	Verrechnungsbrennwert auf Basis der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 idgF (ausgenommen es erfolgt eine Brennwertmessung vor Ort)
6	Allokierte Auspeisungen zu Endverbrauchern SLP	gemessen (mittels SLP)	gemessen (mittels SLP)	Verrechnungsbrennwert auf Basis der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 idgF
7	Gemessene Übergaben an Netzkopplungspunkten zwischen Netzen im Marktgebiet	gemessen	gemessen	Ist-Brennwert am Netzkopplungspunkt
8	Gemessener Eigenverbrauch	gemessen	gemessen	Ist-Brennwert (sofern basierend auf Messungen bzw. Brennwertverfolgung für Entnahmepunkte [...])
9	Ungemessener Eigenverbrauch	berechnet	berechnet	Mengengewichteter Ist-Brennwert im jeweiligen Netzgebiet

Zu § 26 Abs 2 Z 1 und 3:

Der verwendete Begriff „Netzgebiet“ ist derzeit nicht definiert, daher sollte die Definition aus dem Entwurf der ÖVGW Richtlinie G 0110 in den Begriffsbestimmungen übernommen werden:

„Netzgebiet“: das gesamte Gebiet, das von einem Netzbetreiber betrieben wird. Das Netzgebiet muss räumlich nicht zusammenhängen.“

Zu § 26 Abs 5:

Die Verpflichtung von Netzbetreibern zum Abschluss eines Vertrages mit dem Betreiber des VHP (bei Einrichtung einer besonderen Bilanzgruppe) sollte nur dann bestehen, wenn sich der entsprechende Netzbetreiber nicht bei der gemeinsamen Beschaffung von Eigenverbrauch beim MVGM anschließt.

Zu § 32 Abs 5 Z 5 und Abs 9 Z 12:

- „5. die laufende und unmittelbare Übermittlung von stündlichen Brennwert-Messdaten an den MVGM zum Zwecke der Online-Simulation und Interpretation von Brennwerten gemäß Abs. 10 Z 6;“
- „12. die Übermittlung aller für Online-Simulation und Interpretation von Brennwerten gemäß Abs. 10 Z 6 erforderlichen Informationen wie insbesondere Brennwertmessungen im jeweiligen Netzbereich eines Verteilernetzbetreibers, Druck- und Durchflusswerten, der geometrischen bzw. hydraulischen Leitungsdaten sowie des Schaltzustandes in erforderlicher Granularität und Taktung an den MVGM;“

In den beiden Ziffern finden sich unterschiedliche Vorgaben zur zeitlichen Taktung. In beiden Punkten sollte die Datenübermittlung in „erforderlichen Granularität und Taktung“ erfolgen.

Zu § 32 Abs 9 Z 4:

- „4. die unverzügliche Übermittlung der vorläufigen Allokationen von Messwerten für Endverbraucher mit Lastprofilzähler, deren Messwerte online zur Verfügung stehen, je Zählpunkt und unter Angabe des jeweiligen Versorgers an ~~die Bilanzierungsstelle und~~ den MVGM;“

Die Bilanzierungsstelle ist hier als Datenempfänger nicht erforderlich, da sie diese Daten mangels Steuerungsaufgabe nicht benötigt. Diese obliegt dem MVGM.

Zu 32 Abs 9 Z 6:

- „6. die tägliche Übermittlung von aktualisierten, berechneten Allokationen von Verbräuchen von Endverbrauchern mit zugeordnetem Standardlastprofil je Versorger als Aggregat in Form von Stundenzeitreihen an die Bilanzierungsstelle und den MVGM;“

Da diese Daten dem MVGM und nicht dem Verteilernetzbetreiber vorliegen, sollte die Z 6 zu den Informationspflichten des MVGM (Abs 10) verschoben werden.

Zu § 32 Abs 9 Z 3:

Die stündliche Bereitstellung der vorläufigen Daten von Endkunden mit einer Anschlussleistung zwischen 10.000 kWh/h und 50.000 kWh/h an den Versorger wurde scheinbar vergessen. Diese Daten sind für eine hochqualitative Prognose essentiell, zumal sie im Zuge der Inkraftsetzung der aktuellen Novelle der GMMO-VO per 01.10.2019 eben erst eingeführt wurde.

Zu § 32 Abs 10:

Der BGV ist verpflichtet informative Großabnehmerfahrpläne für Abnahmestellen mit einer Anschlussleistung größer 50.000 kWh/h bereit zu stellen. Die Übermittlung von stündlichen Daten durch den MVGM an den BGV bildet dafür die Grundlage. Auch diese Datenbereitstellung findet sich in der vorliegenden Version der Verordnung nicht wieder.

Zu § 33 Abs 5:

„... Alle anderen Komponenten sind im Vergleich zur Informationsbereitstellung gemäß Abs. 4 unverändert.“

Wie bereits zu § 24 Abs 3 angemerkt, ist auch hier zu beachten, dass alle sich ändernden Komponenten (zB LPZ-Daten) beim 2. Clearing zu berücksichtigen sind. Die derzeitige Handhabung sollte weiterhin beibehalten werden.

Zu § 35 Abs 1:

„(1) ... Übertragungsweg gemäß den Vorgaben in den veröffentlichten Sonstigen Marktregeln ...“

In den Erläuterungen werden für weiterführende Spezifikationen die Sonstigen Marktregeln neben den technischen Dokumentationen auf eutilities (sowie dem EnergyLink) erwähnt, § 35 Abs 1 stellt diesbezüglich aber nur auf „Sonstige Marktregeln“ ab. Daher sollten auch die technischen Spezifikationen über www.ebulities ausdrücklich im VO-Text erwähnt werden.

Anlage 2 Punkt III:

Die OBAs und das Linepack sind in der Tabelle für die Ermittlung der Energiemengen nicht als Komponenten angeführt, sondern nur die „Allokationskomponenten“. In § 26 Abs 3 Z 2 sind der Auf/Abbau von OBA sowie des Netzinhaltes neben den Allokationskomponenten als Verrechnungskomponenten gegenüber jeweiligen Netzbetreiber erwähnt („unter Berücksichtigung ...“).

Im Sinne einer leichteren Lesbarkeit sollten alle erforderlichen Komponenten für die Ermittlung der Netzbilanz gemeinsam in einer Übersicht angeführt werden.

Abschließend regen wir an, vor allem im Hinblick auf die zusätzlichen Datenübermittlungen, vor Erlassung der Verordnung die praktische Relevanz und Erforderlichkeit der einzelnen Daten sowie Übermittlungsintervall für das Funktionieren des Marktes nochmals genauer zu prüfen.

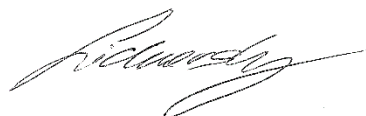
Die Aufgabenerweiterungen, wie zB gemäß § 32 Abs 9 für Verteilernetzbetreiber, führt zu Mehrkosten (durch den zusätzlichen Personal- bzw. IT-Einsatz), die sich bei kleineren Netzbetreibern anteilig deutlich mehr auswirken. Daher ist insbesondere für kleinere Netzbetreiber (z.B. ohne Endverbraucher über 10.000 kWh/h Anschlussleistung) eine Reduktion der Datenübermittlung zu prüfen. Generell sollten Daten nur in dem für das Funktionieren des Systems unbedingt erforderlichen Ausmaß gemeldet werden müssen bzw. sollte verstärkt die Möglichkeit von Vereinfachungen - in Absprache insb. mit dem MVGM - geschaffen werden.

Wir danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme, bitten um Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen für Rückfragen und weitere Gespräche jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße,



Mag. Michael Mock
Geschäftsführer



Mag. Michael Lichnovsky
Referent Bereich Gas