

E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per Email an: marktregeln@e-control.at

Ihr Zeichen / Ihre Nachricht von

Unser Zeichen
LI/DÜ

DW
39

Datum
23.03.2018

Stellungnahme des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen zum Entwurf der Novelle 2018 zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2012

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken für die Übermittlung der Novelle 2018 zur GMM-VO 2012 und nehmen zum vorliegenden Begutachtungsentwurf wie folgt Stellung:

Zu §§ 18 Abs 6 und 37 Abs 6 - Tagesbilanzierung für alle Netzbenutzer bis 50 MW

Grundsätzlich kann die Umstellung für Netzbenutzer mit einer vertraglichen Höchstleistung bis 50 MW auf Tagesbilanzierung im Hinblick auf die Vereinfachung für die Versorger befürwortet werden.

Andererseits bestehen jedoch auch einige Bedenken hinsichtlich höherer Systemkosten im Netzbetrieb und zusätzlicher Kosten für Ausgleichsenergie durch die größer werdende Anzahl von tagesbilanzierten Endverbrauchern. Dies sollte vor Einführung der erweiterten Tagesbilanzierung und dem Wegfall der bislang bewährten Optimierungsmöglichkeit **jedenfalls nochmals geprüft und mit der Branche diskutiert werden**.

So wird von Netzbetreibern befürchtet, dass die angestrebten Änderungen im Bilanzierungssystem einen erhöhten Anreiz für einen Mengenausgleich in den letzten Stunden des Gastages schaffen könnten. Die Folge wäre eine Erhöhung der Käufe/Verkäufe von Regelenergie seitens des VGM in Zeiten geringer Handelstätigkeit (Abend- und Nachtstunden) und somit eine Erhöhung der Regelenergiekosten. Insgesamt könnte sich der Aufwand in der operativen Abwicklung erhöhen und somit zu einem Anstieg der Kosten führen.

Aus Sicht der Speicherunternehmen könnte die Ausweitung der Tagesbilanzierung zudem die Versorgungssicherheit reduzieren. Die größere Abweichung zwischen Nominierung und Abnahme wäre nur durch eine Vergrößerung des Linepacks als Netzreserve und somit einer Druckerhöhung im Verteilernetz zu bewerkstelligen; da Speichereinrichtungen aber nicht für solche erhöhten Druckverhältnisse ausgelegt sind, würde - ohne technischen Ausbau des Speicher - deutlich weniger technisch verfügbare Ausspeicherkapazität für die notwendige Versorgungssicherheit zur Verfügung stehen.

Darauf sollte vor der Verordnungserlassung noch einmal Bedacht genommen werden (notwendige kommerzielle und technische Analyse) und in Folge nach der Umstellung die Auswirkungen nach einer gewissen Zeit gemeinsam evaluiert werden.

Die durch die Anhebung der Grenze für Tagesbilanzierer bewirkte größere Abweichung von nominierter Einspeisung zur tatsächlichen Abnahme muss vom verfügbaren Netzpuffer aufgefangen werden. Wenn der Aufbau dieser „Netzreserve“ mit Kosten für Systemoperatoren verbunden ist, müssen jene Aufwendungen in der Ermittlung der entsprechenden Tarife jedenfalls berücksichtigt werden.

Zu § 18 Abs 7 und den Sonstigen Marktregeln Kapitel 2

Wenn aufgrund der Ausweitung der Tagesbilanzierung die Optierungsmöglichkeit entfällt (Streichen des Absatzes 7), sind die beim BKO für die Optierung eingerichteten Komponenten zu deaktivieren und weiters die Datenweiterleitung zwischen VNB und BGV als auch VNB und VS in den Sonstigen Marktregeln Gas Kapitel 2 anzupassen: In der Nr. 70 und 73 ist nach „LPZ gemessen“ jeweils das Wort „optierend“ durch die Wortfolge „mit vertraglicher Höchstleistung größer 10.000 kWh/h und kleiner oder gleich 50.000 kWh/h“ zu ersetzen.

Obwohl die Versorger zukünftig die LPZ-Daten auch stündlich übermittelt bekommen (§ 25 Abs 8 Z 3a), ist es aus Bilanzgruppensicht dennoch wichtig spätestens am Folgetag die Verbrauchszeitreihen der LPZ gemessenen Kunden (Tagesbilanzierung) übermittelt zu bekommen. Nur so hat der BGV die Möglichkeit eine Überprüfung bzw. Korrektur der Versorgerprognosen, welche seiner Bilanzgruppe angehören, durchzuführen.

Analog zu Z 27 sollten die Daten gemäß Z 85 sowie der neuen Z 85a zusätzlich zu den bereits angeführten Empfängern jeweils auch an den BGV übermittelt werden.

Weiters ist in den Sonstigen Marktregeln Gas für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg Kapitel 2, Nr. 85a vorzusehen, dass - um kunden- und versorgerseitige Umstellungskosten zu vermeiden - die vorläufigen stündlichen Messwerte von LPZ-Kunden mit einer vertraglichen Höchstleistung von 10 bis 50 MW auch zukünftig – wie bisher bei Optierern – im XML-Format bereitgestellt werden sollen.

Zu § 25 Abs 7 Z 5: Informationen zwischen Marktteilnehmern

Die vorgeschlagene Ergänzung sollte aus nachstehenden Gründen ersatzlos gestrichen werden:

- Diese zusätzliche und ständige Datenübermittlung („ständige Echtzeiten“) an den Marktgebietsmanager für Beurteilungen im Rahmen allfälliger Krisensituationen erscheint überschießend, insbesondere da der MGM seine Beurteilungen immer anhand der jeweiligen Nominierungssituation vornimmt.
- Die Begriffe „Durchflusswert“ sowie „Druckwerte“ sind nicht hinreichend bestimmt, sodass nicht klar ist, was genau damit gemeint ist, und auch deren Granularität ist nicht ausgeführt. Auch die EB zur zitierten Bestimmung, wonach *„es zur Beurteilung von Engpässen im Rahmen der Koordinationsaufgaben im Krisenmanagement notwendig sei, dass der Marktgebietsmanager über die Durchfluss- und Druckwerte pro Grenzkopplungspunkt des Marktgebietes zeitnah informiert ist“*, ist diesbezüglich nicht aufschlussreich. Da die Informationen aber offensichtlich für das Krisenmanagement verwendet werden sollen, erscheint es unseres Erachtens naheliegender, diese Datenanforderungen – so sie hinreichend bestimmt und tatsächlich erforderlich sein sollten – in die Erdgas-Energielenkungsdaten-VO 2017 zu integrieren.
- Das Erfordernis dieser Datenlieferung kann nicht nachvollzogen werden und stellt keinen Mehrwert dar. Durchflusswerte sind ohnedies zeitnah bereits auf der ENTSGO Transparency Plattform (<https://transparency.entso.eu/>) öffentlich verfügbar, sodass sie allein schon aus diesem Grund nicht gesondert dem MGM zur Verfügung gestellt werden müssen.
- Weiters ist aus operativer Sicht nicht nachvollziehbar, welcher Informationsgewinn aus den „Druckwerten“ abgeleitet werden kann. Drücke sind in dem Zusammenhang ohne Aussagekraft für eine Beurteilung der Ist-Situation, vor allem wenn die Druckdaten entsprechend aggregiert dargestellt werden müssten. Im Krisenfall (kein Transport), an einem maßgeblichen Punkt, ist ohnehin der Wert 0 (Null) für Druck und Menge anzunehmen.
- Das Marktgebiet OST ist mit den bestehenden zur Verfügung stehenden und veröffentlichten Daten bereits gut, auch „technisch“, zu beurteilen. Die TSOs sind verpflichtet, den nutzbaren Netzpuffer für Über- bzw. Unterspeisungen dem MGM auf der Online Plattform zur Verfügung zu stellen. In diesen Daten ist die jeweilige Drucksituation im Netz (Linepackstand) implizit berücksichtigt und für die Marktteilnehmer zielgerichtet aufbereitet. („Nutzbarer Netzpuffer für Unterlieferung sinkt“ bedeutet Druck bzw. Linepackstand sinken und dadurch lässt das System keine weiteren „Unterlieferungen“ zu).

Zu § 25 Abs 8 Z 3a und SoMa Kapitel 2 - Stündliche Übermittlung von vorläufigen Messdaten für Netzbenutzer mit Höchstleistung von 10 MW bis 50 MW vom Netzbetreiber

Die im neuen § 25 Abs 8 Z 3a vorgesehene stündliche Datenübermittlung für Zählpunkte mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von größer 10 MW wird von den Versorgern begrüßt, weil dadurch die Prognosequalität wesentlich erhöht werden kann.

Wir sehen jedoch aus Sicht der Netzbetreiber folgende Problemfelder, die im Verordnungstext bzw. in den SoMa Gas noch konkret beschrieben werden müssen. Denn die bestehende Zählerfernauslesung ist idR nicht für die stündliche Datenerfassung ausgelegt und es kann bei der Datenfernübertragung zu Ausfällen kommen, was einen wiederholten Datenabruf und möglicherweise Fehlen der Messdaten zur Folge hätte. Insbesondere in den Nachtstunden, wenn die operative Datenerfassung aller LPZ-Zähler für Strom und Gas durchgeführt wird, kann es aus kapazitätsgründen durch die zusätzlich auszulesenden Stundenwerte zu Problemen kommen. Das bedeutet, dass die Stundenwerte insbesondere in den Nachtstunden teilweise nicht verfügbar sind bzw. nicht zeitgerecht übermittelt werden können:

- **Datenverfügbarkeit:** Die aktuell in der Datenkommunikation mit dem VGM vereinbarte Datenverfügbarkeit von 99,5% pro Kalenderjahr kann für die betroffenen Anlagen bei gleichbleibenden LPZ- und Datenfernübertragungssystem nicht eingehalten werden. Es wurden folgende mögliche Störungsquellen identifiziert:
 - Störung im Mobilfunknetz
 - Störfall bei LPZ
 - Störung bei den für die stündliche Verarbeitung der Messdaten erforderlichen Datenbanksystemen im IT-Netzwerk des VNB und Marktteilnehmern

Um der vereinbarten Datenverfügbarkeit von 99,5% pro Kalenderjahr nachzukommen, müssten zusätzliche Bereitschaftsdienste und Kommunikationsprozesse (VNB <> Mobilfunknetzbetreiber, z.B. Nacht-, Feiertags- und Wochenenddienst) zur Vermeidung ausbleibender Datenmeldungen eingerichtet werden. Auch die qualitative Aufrüstung des Lastprofilzählungs- und Übertragungssystems ist eine mögliche Folge. Dies bedeutet erhebliche Zusatzaufwände für den VNB und wird unsererseits als kostenintensiv und nicht im Sinn des avisierten Zieles der Novelle GMMO-VO verstanden.

- **Kommunikationswege:** zur zeitnahen Wiederherstellung bei Ausfall der stündlichen Messdaten auch an Wochenenden, in der Nacht und an Feiertagen wären – wiederum mit Zusatzkosten - neue Bereitschaftsdienste auf Seiten VNB (bzw. Versorger und ggf. VGM) einzurichten. Die Liste der erreichbaren Stellen für die neue Datenübertragung wäre zu erweitern.

Da es sich bei der Übermittlung um „vorläufige“ Messdaten handelt, wird davon ausgegangen, dass bei Fehlwerten keine Ersatzwertbildung durchzuführen ist und ermittelte Messwerte keiner Plausibilisierung zugeführt und nicht nachgeliefert werden müssen. Diese Voraussetzungen

würden die für die Anpassung anfallenden Mehraufwände erheblich reduzieren. Im Gegensatz dazu wären die Ersatzwertbildungen bei Fehlwerten bei einem stündlichen Übermittlungsintervall mit einem massiven Mehraufwand verbunden und aufgrund der erforderlichen Vorhaltung von personellen Ressourcen grundsätzlich abzulehnen.

Aus diesen Gründen empfehlen wir die folgende Vorgangsweise:

- Die Einhaltung der Datenqualität von 99,5% gilt nicht für die Meldung der vorläufigen Messdaten für Endverbraucher mit 10 MW bis 50 MW
- Für ausbleibende Datenmeldungen seitens VNB hat der VGM auf eigens ermittelte Ersatzwerte zurückzugreifen
- Die VNB werden bei Störungen zeitnah die Übertragung der stündlichen Messdaten in der Normalarbeitszeit wiederherstellen

Weiters schlagen wir folgende Änderungen im Kapitel 2 der SoMa Gas vor:

- Nr. 38a neu: Durchflusswerte von Endverbrauchern 10 bis 50 MW (optional statt 85a); VNB an VGM; restliche Punkte gleich wie 38
- Nr. 85a: optional, falls Nr. 38a nicht zur Verfügung steht
- Nr. 85b neu: Messwerte von Endverbrauchern mit vertraglicher Höchstleistung 10 bis 50 MW (alternativ zu 38a notwendig); VGM an VS; restliche Punkte gleich wie 85

Ergänzend empfehlen wir, dass beim VNB für den VGM ein eigener Ordner für die Ablage der stündlichen Messdaten (zusätzlich zum bestehenden Ordner der 4-Minuten Werte) eingerichtet wird.

Für die erweiterte stündliche Datenübermittlung erachten wir, um aus Kostengründen bestehende Systeme leistungsfähig weiterhin nutzen zu können, eine alternative Möglichkeit zur Datenübermittlung für notwendig. Die im Begutachtungsentwurf vorgesehene stündlichen Datenbereitstellung per MCONS für die Kunden 10 bis 50 MW sollte daher auch um die Möglichkeit einer „Online-Übertragung“ ergänzt werden. Somit ist gewährleistet, dass der Netzbetreiber die bestehenden Kommunikationskanäle nutzen kann und die wirtschaftlich beste Lösung für alle Beteiligten umgesetzt wird.

Da § 18 Abs 6 die Stundenbilanzierung bei einer Höchstleistung von mehr als 50 MW vorsieht und § 25 Abs 8 Z 3a als oberen Wert auf eine Leistung kleiner 50 MW abstellt, würde zwischen > 50 MW und < 50 MW (also exakt 50 MW) eine Lücke bestehen.

Daher ist eine Änderung in § 25 Abs 8 Z 3a „[...] kleiner oder gleich 50.000 kWh/h [...]“ erforderlich.

Im Hinblick auf die geplanten Änderungen sollte auch **§ 15 Abs 7 Z 2 GSNE-VO 2013** entsprechend angepasst werden:

„Höchstpreise für die Errichtung oder Demontage von Onlinemessungen sowie Einrichtungen zur stündlichen Übermittlung der vorläufigen Messdaten gemäß § 25 Abs. 8 Z 3a~~§ 18 Abs. 7 bzw. § 37 Abs. 7 GMMO-VO 2012:~~“

Zu § 47 Abs 13 – Inkrafttreten

Das geplante In-Kraft-Treten-Datum 1. Oktober 2018 betreffend neue Grenze für Tagesbilanzierung (§ 18 Abs 6) sowie die zusätzliche Datenübermittlung der Verteilernetzbetreiber (§ 25 Abs 8 Z 3a) wird von uns als zu kurzfristig angesehen. Je Netzbetreiber ist mit einer unterschiedlichen Anzahl an Anlagen zu rechnen. Die Umstellung und die Aufrüstung der Systeme sowohl auf Kunden- als auch Netzbetreiberseite bedarf folgender Voraussetzungen pro Anlage und steht nicht im alleinigen Einflussbereich des Netzbetreibers:

- Zustimmung durch und Einigung mit dem Kunden über die technische Ausführung und den Zeitplan der Umsetzung sowie die Kostentragung
- rechtzeitige Verfügbarkeit der erforderlichen Einrichtungen zur stündlichen Übermittlung der vorläufigen Messdaten
- Einrichtung der Kommunikation mit dem VGM

Daraus folgt eine Mindestübergangsfrist von 12 Monaten ab dem geplanten Inkrafttreten 1.10. 2018.

Anlage 2 – Regeln der Technik

Zu Punkt 2: verordneter Brennwert der Biogaseinspeisung

Die vorgeschlagene Ergänzung in Punkt 2 der Anlage 2 sollte aus nachstehenden Gründen ersatzlos gestrichen werden:

- Die geplante Änderung widerspricht den wesentlichen Vorhaben des Regierungsprogramms und der künftigen Klima- und Energiestrategie Österreichs zur Treibhausgaseinsparung und zur Erhöhung des Anteiles erneuerbarer Energien. Damit das Erdgasnetz auch in Zukunft seine wesentliche Funktion als effizienter und umweltschonender Transportweg für Energie erfüllen kann, muss ein sukzessiver Umstieg auf erneuerbares Gas erfolgen („Greening the Gas“). Gerade Biogas auf Basis biogener Reststoffe weist ein signifikantes Dekarbonisierungspotential auf. Die geplante Anhebung des Einspeisebrennwertes für erneuerbares Biomethan (aufbereitetes Biogas) würde daher eine Beimischung von fossilem Flüssiggas bedeuten. Dies konterkariert eine nachhaltige Energieversorgung und ist **weder ökologisch noch ökonomisch zu rechtfertigen**.
- Die geplante Regelung in der GMMO-VO ist unseres Erachtens auch gesetzlich im GWG nicht gedeckt, da in der Definition der „Regeln der Technik“ in § 7 Abs 1 Z 53 GWG ausdrücklich nur die „technischen Regeln des ÖVGW sowie die ÖNORMEN“ genannt sind. Eine Erweiterung des Standards in einer Verordnung ist nicht vorgesehen. Genau auf die Regeln der Technik iSd GWG verweist die Anlage 2 der GMMO-VO und nennt dabei richtigerweise die ÖVGW Richtlinien G 31 „Gasbeschaffung“ und G B220 „Regenerative Gase Biogas“. Gemäß der ÖVGW RL G 31 ist für die Einspeisung in das österreichische Gas-

netz ein Brennwert von zumindest 10,7 kWh/m³ erforderlich und somit auch ausreichend. Auf diese Anforderung stellt auch die ÖVGW RL G B220 für die Einspeisung von Biomethan ab. Die derzeitige Einspeisung erfolgt daher rechtskonform entsprechend den Regeln der Technik und daher im Einklang mit dem GWG. Die geplante Änderung von ÖVGW Richtlinien im Wege der GMMO-VO entbehrt hingegen einer gesetzlichen Grundlage und ist daher unseres Erachtens **rechtlich unzulässig**.

- Eine Vorschreibung des Einspeise-Brennwertes ist weiters **nicht systemkonform**, da die Berechnungslogik für den verordneten Brennwert ja immer der Betrachtungszeitraum des Vorjahres ist und aus den jeweiligen IST-Brennwerten aller einspeisenden Produzenten ermittelt wird. Nur den Biogas-Produzenten diesen gewichteten Einspeisebrennwert vorzuschreiben, ist sachlich nicht gerechtfertigt, da Erdgasproduzenten zulässigerweise außerhalb der Toleranzgrenze einspeisen können. Dies stellt eine unverhältnismäßige Schlechterstellung von (noch dazu pauschal allen) einspeisenden Biomethananlagen dar. Unverständlich ist auch, warum Biogasanlagen nach dem Wortlaut der geplanten Änderung auch mit keinem höheren Brennwert als dem verordneten Verrechnungsbrennwert plus 2% Toleranzabweichung einspeisen dürften.
- Wird ein höherer als der zulässige (Mindest-)Brennwert von 10,7 kWh/m³ gefordert, ist dem einzuspeisenden Biogas Kohlenwasserstoff beizumengen. Dies führt dazu, dass sämtliche Biogasaufbereitungsanlagen mit einer teuren Propan- Zudosierungsanlagen nachgerüstet werden müssen und Biogasproduzenten mit noch höheren Kosten konfrontiert werden. Ein zusätzlicher Administrationsaufwand ist auch die (Biogas-)Dokumentationskette von der zertifizierten Produktion über die Führung des Biomethanregisters (AGCS) mit den geclearten Einspeisemengen. Ein Beifügen von fossilem Kohlenwasserstoff erfordert eigene behördliche Genehmigungen für die Beimengung von Additiven und erhöht den administrativen Aufwand sowie auch die Kosten für die Messungen bzw. Abwicklung, da diese herausgerechnet werden müssen. Diese technische Nachrüstung der Biogasanlagen bedeutet somit – neben der Aufbereitung auf Erdgasqualität (Biomethan) - zusätzliche Investitionskosten sowie auch laufende Betriebsaufwendungen, die eine Einspeisung von erneuerbaren Gasen wirtschaftlich noch zusätzlich erschwert.

Aus diesen Gründen wird die vorgeschlagene Regelung in der GMM-VO vom FGW strikt abgelehnt. **Es muss daher eine andere Lösung dieser Thematik gefunden werden gemeinsam mit den betroffenen Marktteilnehmern und Verbänden. Wir ersuchen diesbezüglich um einen gemeinsamen Termin.**

Zu Punkt 3:

Die Netzbetreiber haben beim Betrieb ihrer Erdgasleitungsanlagen ex lege die Regeln der Technik einzuhalten (vgl § 133 GWG 2011). Derzeit befindet sich die ÖVGW-Richtlinie G B320 Instandhaltung von Erdgasanlagen in der Überarbeitung. Darin soll künftig auch der Betrieb von

Gaschromatographen und die Überprüfung von Messgeräten geregelt sein. Die Überarbeitung sollte im Sommer 2018 abgeschlossen sein. Zudem sind die Vorgaben für Messgeräte (Anforderungen, Überprüfungen) primär im Maß- und Eichgesetz sowie den Verordnungen des Bundesamtes für Eich- und Vermessungswesen geregelt.

Eine zusätzliche, jährliche Überprüfung der Geräte durch eine unabhängige Stelle in der GMMO-VO zu regeln, ist daher weder notwendig noch hinsichtlich der Zuständigkeit gesetzlich zulässig.

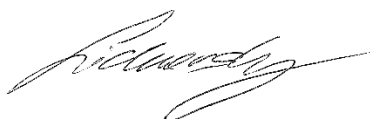
Die vorgeschriebene jährliche Überprüfung durch eine externe unabhängige Stelle bedeutet auch eine nicht unbeträchtliche Kostensteigerung. Zum einen sind die Überprüfungen zu bezahlen und außerdem müssen auch intern entsprechend Mehrstunden aufgewendet werden. Es besteht zudem die Gefahr, dass die Geräte von der durchführenden Stelle plombiert werden, was das Operating mit den Geräten wesentlich komplizierter macht. Diesfalls müsste vor jedem Eingriff das Entfernen der Plombe behördlich beantragt werden und danach wieder eine behördliche Überprüfung mit Plombierung erfolgen.

Die vorgeschlagene Ergänzung sollte daher ersatzlos gestrichen werden.

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen Ihnen für Rückfragen und Gesprächstermine gerne zur Verfügung.

Wir bedanken uns für die gewährte Fristerstreckung und verbleiben

mit freundlichen Grüßen



Mag. Michael Lichnovsky
Referent Bereich Gas