

Erläuterungen zur Verordnung des Vorstands der E-Control über die nähere Regelung der Datenerhebung zur Wahrnehmung der in § 131 Abs. 1 GWG 2011 genannten Überwachungsaufgaben (Gas Monitoring-Verordnung – GMO-VO)

Allgemeiner Teil:

Gemäß Art. 41 Abs. 1 lit. j der Richtlinie 2009/73/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 94, haben die Regulierungsbehörden die Aufgabe, den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene, einschließlich Erdgasbörsen, Preise für Haushaltskunden (einschließlich Vorauszahlungssysteme), Versorgerwechselraten, Abschalttraten, Gebühren für Wartungsdienste, Durchführung von Wartungsdiensten und Beschwerden von Haushaltskunden, sowie etwaige Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen zu überwachen und zu diesem Zweck relevante Informationen bereitzustellen. Diese Vorgabe ist mit § 131 GWG 2011 in nationales Recht implementiert worden.

Der Wettbewerb um Endkunden wird maßgeblich durch die Wettbewerbsbedingungen in den vorgelagerten Märkten bestimmt. Eine Betrachtung der Wettbewerbssituation muss daher die gesamten Teilmärkte in der Wertschöpfungskette der Gaswirtschaft umfassen: Gasbeschaffungsmärkte (Großhandelsebene), Transport, Speicherung, Ausgleichsenergiebereitstellung, Verteilung und Absatzmärkte.

Der Gasgroßhandel findet über langfristige (Import-)Verträge statt, aber auch verstärkt an Spot- und Terminmärkten. Die Bedeutung dieser Spot- und Terminmärkte in der Gas- und Flexibilitätsbeschaffung hat zugenommen, Preise auf diesen Märkten gehen inzwischen auch in die Preisanpassungsklauseln langfristiger Verträge ein.

Wesentlich für den Handel ist die tägliche Transparenz über die Fundamentaldaten wie Transport- und Speicherflüsse. Dieser Entwicklung tragen die gestiegenen Transparenzvorschriften in der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 36 sowie der Verordnung (EU) 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes, ABl. Nr. L 326 vom 8. Dezember 2011 S. 1 (REMIT – Regulation for Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) Rechnung. Um Preisentwicklungen analysieren zu können, ist die Erhebung von Fundamentaldaten unerlässlich. Für die Analyse ist eine monatliche Lieferung der Auslastungsdaten ausreichend.

In die Endkundenpreise gehen die Kosten der Lieferanten und Händler für die Gasbeschaffung, die Beschaffung der Ausgleichsenergie und die Nutzung der Transport- und Speicherkapazitäten ein.

Die angeführten Daten sind von der E-Control insbesondere zur Erfüllung ihrer unter § 21 Abs. 2 Z 3 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 107/2011 festgelegten Verpflichtungen (Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Erdgasbereich) sowie zur Erfüllung der Verpflichtung zur Erstellung eines Monitoring-Berichtes gem. § 28 Abs. 1 und Abs. 2 E-ControlG (Art. 41 Abs. 1 lit. e der Richtlinie 2009/73/EG) heranzuziehen.

Die Erfüllung dieser Meldepflichten ist für die betroffenen Unternehmen mit keinem unverhältnismäßigen Erhebungsaufwand verbunden, da die Daten den Unternehmen in der Regel zur Verfügung stehen. Zu einem Teil müssen sie auf Basis der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 bereits veröffentlicht werden, zum anderen Teil sind sie unternehmensintern in den Abrechnungssystemen vorhanden.

Besonderer Teil:

Zu § 2 Abs. 1:

Zu Z 1:

Nicht leistungsgemessene Kunden sind Endverbraucher (Kunden) mit einem Jahresverbrauch bis zu 400.000 kWh, die vom Netzbetreiber entsprechend der Lastprofilverordnung 2006, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 245 vom 20. Dezember 2006, in der Fassung der Lastprofilverordnungs-Novelle 2008 vom 25. Jänner 2008, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 021 vom 30. Jänner 2008, einem Standardlastprofil zugeordnet werden. Leistungsgemessene Kunden sind Endverbraucher (Kunden), die entsprechend § 3 Abs. 3

und Abs. 4 Lastprofilverordnung 2006 in der Fassung der Lastprofilverordnungs-Novelle 2008 leistungsgemessen sind.

Für die Analyse der Wettbewerbssituation ist es wesentlich, die Märkte sachlich und räumlich abgrenzen zu können. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass zumindest die Marktverhältnisse für nicht-leistungsgemessenen und leistungsgemessene Kunden unterschiedlich sind. Aber auch innerhalb dieser groben Kundengruppen kann es unterschiedliche Marktgegebenheiten geben. Um dieser genauer analysieren zu können, ist eine Datenerhebung nach Kundengruppen unerlässlich. Die Durchschnittsbildung oder Durchmischung von Daten über verschiedene Kundengruppen würde zu unsachgemäßen Aussagen über die Marktlage und Wettbewerbssituation führen und damit der Erfüllung der Überwachungsfunktion in § 131 Abs. 1 Z 3 GWG 2011 entgegenlaufen. Die weitgehende Anlehnung an bereits vorgenommenen Gruppierungen in bestehenden Erhebungen aus der Gasstatistik-Verordnung 2012 soll in der Erhebungspraxis eine effiziente Datengewinnung ermöglichen.

Die Einteilung der Kundengruppen entspricht jener Einteilung, die bereits im Rahmen der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 idF GMMO-VO Novelle 2012, der Marktstatistik (Gasstatistik-Verordnung 2012) und der Größenklassen-Einteilung, die von Eurostat verwendet wird. Im Sinne der Erhebungseffizienz wird es als zielführend erachtet, diese Untergliederung beizubehalten. Die nicht leistungsgemessenen Kunden sind somit nach den Standardlastprofilen, die vom Bilanzgruppenkoordinator gemäß § 87 Abs. 4 Z 5 GWG 2011 veröffentlicht werden, zu unterscheiden.

Die Einteilung der leistungsgemessenen Kunden dient dazu, die österreichischen Marktgegebenheiten darzustellen:

- Durch die zusätzliche Gruppe „von 278 MWh/a bis 400 MWh/a“ wird die gesetzlich vorgeschriebene Grenze zur Lastgangmessung in Österreich von 400.000 kWh (vgl. § 3 Abs. 2 Z 2 der Lastprofilverordnung 2008) eingeführt.
- Durch die zusätzlichen Gruppen „von 2.778 MWh/a bis 5.595 MWh/a“ und „von 5.595 MWh/a bis 27.778 MWh/a“ wird die Grenze der leistungsgemessenen Endverbrauchergruppen erfasst, ab der Großkundenlieferanten tätig werden.
Zusätzlich zu den leistungsgemessenen Kunden sollen auch Gaskraftwerke separat erfasst werden, da – wie die Branchenuntersuchung von 2005/2006 gezeigt hat - die Wettbewerbsbedingungen in diesem Marktsegment unterschiedlich sind. Dabei erscheint ein Schwellenwert von einer vertraglichen vereinbarten Höchstleistung von zumindest 50.000 kWh/h als Summenwert sinnvoll, damit nicht alle Gaskraftwerke, sondern nur Großkraftwerke erfasst werden.

Zu Z 3 und Z 4:

In der GMMO-VO Novelle 2012 sind die Mindestinhalte und –angaben für die Netzzugangsantrag und -zutrittsantrag enthalten (Anlage 1, I. und II.). Erst wenn diese Angaben vollständig sind, sind die förmlichen Ansuchen als Anträge anzugeben.

Zu § 3:

Im Rahmen dieser Verpflichtung ist der Marktgebietsmanager (MGM) nur für die Übermittlung, aber nicht für die Richtigkeit der Daten verantwortlich.

Zu Z 1:

Die maßgeblichen Punkte sind gem. § 39 Abs. 2 GWG 2011 von den Fernleitungsnetzbetreibern festzulegen und von der Regulierungsbehörde zu genehmigen. Sie sind gem. § 14 Abs. 1 Z 5 GWG 2011 auf der vom Marktgebietsmanager (MGM) eingerichteten und betriebenen Onlineplattform zu veröffentlichen. Zudem sind auch die Einspeisepunkte aus der Produktion und Speicher sowie die Ausspeisepunkte in den Speicher von diesen Datenanforderungen umfasst, da auch diese Mengen Einfluss auf die Netzauslastung haben können.

Unter Netzauslastung kann man zum einen die **physische** Auslastung, d.h. das Verhältnis zwischen tatsächlichen, also gemessenen Lastflüssen, und der maximalen technischen Kapazität, die zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stand, verstehen und zum anderen die **vertragliche** Auslastung, d.h. das Verhältnis zwischen tatsächlichen, also gemessenen Lastflüssen, und der vertraglich zugesicherten Kapazität, die zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stand. Daher muss zusätzlich zu den Flussdaten auch die vertragliche Nutzung erhoben werden. Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen können bestehen, wenn freie Transportkapazitäten nicht von

Dritten genutzt werden können. Um dies zu beobachten, werden die in Z 1 genannten Daten auf Basis des § 131 Abs. 1 Z 3 GWG 2011 erhoben.

Nach Verordnung (EG) Nr. 715/2009 müssen die Fernleitungsnetzbetreiber die in Anhang 1 Punkt 3.3. Z 1a bis 1g aufgezählten Daten veröffentlichen. Nach § 62 Abs. 1 Z 18 GWG 2011 sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, Daten zur Kapazitätsauslastung an den MGM zu übermitteln. Zudem müssen die aufgezählten Daten vom MGM auch gem. § 25 Abs. 1 Z 3 GMMO-VO Novelle 2012 auf der Online-Plattform veröffentlicht werden. Daher ist dem MGM möglich, die Daten im Rahmen des Monitorings zu liefern. Es ist kein zusätzlicher Aufwand bei der Zusammenstellung und Übermittlung der Daten zu erwarten.

Die in § 3 enthaltenden Datenanforderungen werden bereits auf stündlicher Basis übermittelt und veröffentlicht, diese Granularität bedeutet daher keinen Mehraufwand für die Datenlieferanten.

Zu Z 3:

Der MGM ermittelt auf stündlicher Basis das Marktgebietssaldo gem. § 26 Abs. 7 GMMO-VO Novelle 2012 und muss es auf der Basis von § 25 Abs. 3 Z 1 GMMO-VO Novelle 2012 auf der Online-Plattform veröffentlichen. Das Marktgebietssaldo zeigt, ob im Marktgebiet ein Über- oder Unterangebot von Gas im Netz vorliegt, und löst damit den Prozess der Ausgleichsenergiebeschaffung aus.

Zu Z 4 und 5:

§ 131 Abs. 2 GWG 2011 sieht vor, dass die Bilanzgruppenkoordinatoren (BKO) die Daten zur Ausgleichsenergie liefern. Im neuen Marktmodell (§ 18 Abs. 2 und § 26 GMMO-VO Novelle 2012) wird zwischen Ausgleichsenergiebilanzierung und der Ausgleichsenergiebeschaffung auf der Marktgebietsebene, die der MGM durchführt und abrechnet, und auf der Verteilergebietsebene, die der VGM durchführt und der BKO abrechnet, unterschieden. Beide Ausgleichsenergiesysteme können zu Ausgleichsenergiekosten für die Versorger führen und daher auch endkundenpreisrelevant sein.

Auf die für das Monitoring der Ausgleichsenergiekosten des Gasmarktes notwendigen Daten hat auf der Marktgebietsebene nur der MGM Zugriff. Der BKO hat keinen Zugang zu diesen Daten.

Zu § 4:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe von § 131 Abs. 2 Z 9 GWG 2011.

Zu Z 1:

Über den kleinen Grenzverkehr (Grenzkopplungspunkte auf Verteilernetzebene) werden auch Im- und Exporte getätigt. Um ein vollständiges Bild über die Im- und Exportflüsse zu erhalten, sind daher diese Daten zusätzlich zu jenen gemäß § 3 zu erheben.

Unter Netzauslastung kann man zum einen die **physische** Auslastung, d.h. das Verhältnis zwischen tatsächlichen, also gemessenen Lastflüssen, und der maximalen technischen Kapazität, die zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stand, verstehen und zum anderen die **vertragliche** Auslastung, d.h. das Verhältnis zwischen tatsächlichen, also gemessenen Lastflüssen, und der vertraglich zugesicherten Kapazität, die zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stand. Daher müssen zusätzlich zu den Flussdaten auch die vertraglichen Daten erhoben werden.

Zu Z 2:

Gem. § 29 Abs. 7 GMMO-VO Novelle 2012 muss der Verteilergebietsmanager den Marktgebietsmanager stündlich über das Volumen des nutzbaren Netzpuffers informieren. Daher sind diese Daten vorhanden.

Zu Z 3:

Das Verteilergebietsdelta zeigt, ob im Verteilergebiet ein Über- oder Unterangebot von Gas im Netz vorliegt und löst damit den Prozess der Ausgleichsenergiebeschaffung aus.

Zu § 5:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe § 131 Abs. 2 Z 8 GWG 2011. Sie werden für die Erfüllung der Überwachungsfunktion in § 131 Abs. 1 Z 2 GWG 2011 benötigt.

Der Ausgleichsenergiemarkt ist – insbesondere für neue Lieferanten – eine wesentliche Möglichkeit, das Angebot zu strukturieren und damit Flexibilität zu beziehen und hat daher eine besondere Bedeutung für die Entwicklung des Wettbewerbs vor allem im Kleinkundensegment. Die damit verbundenen Ausgleichsenergiekosten werden von den Lieferanten den Endkunden verrechnet. Um eine Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten und deren Entwicklung durchführen zu können, müssen die in Z 1 bis 6 enthaltenen Daten erhoben werden. Für die Ausgleichsenergiebeschaffung und -verrechnung auf Verteilergebietsebene hat der BKO die Mengen- und Preisdaten der Ausgleichsenergie und ist daher als Datenlieferant zu verpflichten.

Mit dem neuen Marktmodell verrechnet der BKO über zwei Quellen die Ausgleichsenergiebeschaffung des VGM (§ 27 Abs. 8 und 9 GMMO-VO Novelle 2012): Zum einen über den Virtuellen Handlungspunkt (VHP), zum anderen – wenn die Angebote am VHP nicht ausreichen – über die Merit Order-Liste, auf der die Angebote der Ausgleichsenergieanbieter nach Preisen gereiht werden. Daher müssen die in § 131 Abs. 2 Z 8 GWG 2011 aufgezählten Datenanforderungen für beide Beschaffungsquellen abgefragt werden. Zudem werden zwei verschiedene Bilanzierungsregime angewandt: zum einen die Tagesbilanzierung für nicht leistungsgemessene Endverbraucher (§ 18 Abs. 5 GMMO-VO Novelle 2012), zum anderen die Stundenbilanzierung für mittels Lastprofilzähler gemessene Endkunden (§ 18 Abs. 6 GMMO-VO Novelle 2012); es gibt auch Optionsmöglichkeiten zwischen den Systemen zu wechseln (§ 18 Abs. 7 GMMO-VO Novelle 2012).

Die geforderten Daten sind beim BKO in der angegebenen Granularität vorhanden, daher stellen die Datenlieferungen keinen zusätzlichen Aufwand dar.

Zu Z 1:

Die Ausgleichsenergiebeschaffung am VHP erfolgt auch auf der Basis verschiedener Produkte. Diese können Stunden- oder Tagesprodukte sein. Daher sollten diese Produkte auch auf stündlicher Basis angegeben werden, d.h. ein Tagesprodukt sollte mengenmäßig auf 24 Stunden heruntergebrochen werden.

Zu Z 2:

Die Angebote für die Merit Order Liste sowie die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise erfolgen nach wie vor auf stündlicher Basis. Sie können auch stark nach Stunden variieren. Für einen Teil der Endkunden wird die Ausgleichsenergie weiter auf stündlicher Basis verrechnet (§ 18 Abs. 6 GMMO-VO Novelle 2012), daher sollte die Daten weiterhin auf stündlicher Basis geliefert werden.

Zu Z 4:

Um die Ausgleichsenergiekosten der einzelnen Bilanzgruppen festzustellen, muss die bilanzielle Ausgleichsenergie erhoben werden, die angibt, inwieweit die Bilanzgruppen von den Nominierungen abweichen, sowie die Ausgleichsenergiepreise. Überlieferung bedeutet eine positive Abweichung vom Fahrplan, Unterlieferung eine negative Abweichung. In Z 4 werden die Abweichungen und die Ausgleichsenergiepreise für die Netzbenutzer erhoben, die stündlich bilanziert werden.

Zu Z 5:

Es ist auch im neuen Marktmodell möglich, interne Fahrpläne für Netzverluste abzuwickeln (vgl. Allgemeine Bedingungen des BKO, Punkt 3.3). Daher sollten auch diese Mengen erfasst werden.

Zu Z 6:

Die Abgabe an Endverbraucher nach Bilanzgruppe soll als Basis für die Berechnung des Anteils der Ausgleichsenergie herangezogen werden.

Zu Z 7:

Zum Ausgleich der Netze werden Netzübergabemengen von Netzbetreiber untereinander mit dem Ausgleichsenergiepreis verrechnet. Diese Kosten gehen auch in die Endkundenpreise ein und sollten daher erhoben werden.

Zu § 6:

Auf Endverbraucherebene wird für alle nicht lastganggemessenen Endverbraucher eine Tagesbilanzierung gemäß § 18 Abs. 5 Gas-Marketmodell-Verordnung 2012 vorgesehen. Um die Ausgleichsenergiekosten der einzelnen Bilanzgruppen festzustellen, muss die bilanzielle Ausgleichsenergie erhoben werden, die angibt, inwieweit die Bilanzgruppen von den Nominierungen abweichen, sowie die Ausgleichsenergiepreise. Überlieferung bedeutet eine positive Abweichung vom Fahrplan, Unterlieferung eine negative Abweichung.

Die Daten für die Endverbraucher, die stündlich bilanziert werden, werden in § 5 Abs. 4 erhoben. In Z 1 und Z 2 werden die Ausgleichsenergiemengen und -preise für die täglich bilanzierten Endverbraucher und besonderen Bilanzgruppen erhoben.

Zu § 7:

Da sich der Brennwert täglich ändern kann, sollten diese Werte täglich erhoben werden.

Zu § 8:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe § 131 Abs. 2 Z 6 und 7 GWG 2011. Sie werden für die Erfüllung der Überwachungsfunktion gemäß § 131 Abs. 1 Z 2 und 3 GWG 2011 benötigt. Die Preisentwicklungen – auch im Vergleich zu den Preisentwicklungen an anderen europäischen Handelsplätzen - zu analysieren spielt dabei eine zentrale Rolle.

Gemäß Energiegroßhandels-Transaktionsdaten-Aufbewahrungsverordnung (ETA-VO), BGBl. II Nr. 337/2012, umfassen Transaktionsdaten die Identität von Käufer und Verkäufer, den Zeitpunkt des Abschlusses der Transaktion (Handelstag und -zeit), Kontraktsspezifikationen, Transaktionsspezifikationen, Handelseigenschaft, Transaktionspreis einschließlich aller Preiselemente und etwaiger Preisanpassungsklauseln, bei Gastransaktionen einschließlich Speicherkosten und Ausgleichsenergiekosten (als Teil des Energiepreises), Transaktionsmenge, Vertragsdauer, Lieferort. Für die Beobachtung der Entwicklung am VHP ist es ausreichend, die Datenerhebung auf die wesentlichen Elemente wie Mengen und Preise zu beschränken.

Dabei wird zwischen dem Handel „over the Counter“ (OTC) und dem standardisierten Handel an der Börse unterschieden. Erfüllungspunkt dieser Handelsgeschäfte ist in beiden Fällen der VHP. Die Produkte werden mindestens auf täglicher Basis gehandelt. Die Preise auf den verschiedenen Handelsplätzen korrelieren. Der Handel OTC und der Börsenhandel sind jedoch mit unterschiedlichen Risiken und Kosten verbunden, daher ist eine getrennte Erfassung sinnvoll.

Ob ein Handelsplatz für die Gasbeschaffung geeignet ist und der dort quotierte Preis als verlässlicher Preisindex in langfristige Verträge aufgenommen werden kann, hängt von der Liquidität an diesem Handelsplatz ab. Die erhobenen Daten müssen daher eine Bewertung dieser Liquidität ermöglichen. Die Liquidität an den Handelsplätzen wird auf der Basis unterschiedlicher Indikatoren bewertet. Dazu zählen die pro Handelstag gehandelten Spot- und Terminprodukte, die dazugehörigen Mengen und Preise, der Abstand zwischen Angebots- und Nachfragepreis (Bid-/Offer-Spread), die Churn rate (Umschlagshäufigkeit) sowie die Anzahl der Händler. Auch die Marktanteile bei den verschiedenen Produkten (Spot- oder Terminprodukte) sind für die Analyse wichtig, da sie unterschiedlich sein können. Spot- und Terminprodukte erfüllen zudem unterschiedliche Funktionen: Spotprodukte können Flexibilitätsprodukte sein, Terminprodukte (z.B. Jahresverträge) Beschaffungsprodukte. Die in Z 1-7 aufgelisteten Daten dienen der Analyse der Liquidität am VHP und müssen auf täglicher Basis erhoben werden

Zu Z 1:

Das gesamte Handelsvolumen am Over the Counter (OTC) Markt ist dem Betreiber des VHP nicht bekannt, daher sollen als Annäherung die Title Transfer Mengen erhoben werden. Der Betreiber des VHP kann nur die Title Transfer-Mengen erfassen, die bereits jetzt vom CEGH auf der Homepage veröffentlicht werden. Dies sind die Nominierungen der Händler, die dem Betreiber des VHP übermittelt werden. Dabei sind die Käufer die „receiving party“ in den Nominierungen, die Verkäufer die „delivering party“ in den Nominierungen. Anhand dieser Daten kann die Marktkonzentration auf der Kauf- und Verkaufsseite ermittelt werden. Als Marktkonzentrationsdaten sollen der HHI, CR3, CR4 und CR5 berechnet werden.

Das gesamte TT-Volumen berechnet sich aber aus einer einfachen Zählung der Transaktionsmengen, das heißt, ein Verkauf und Kauf sind eine Transaktion, und die damit verbundenen transferierten Mengen sind einmal zu zählen. Die Title Transfer-Mengen sollen von den Börse-Handelsmengen (Nominierung an MGM) bereinigt werden, damit sie OTC-Transaktionen wiedergeben.

Zu Z 2:

Anders als im OTC Handel ist dem Börsebetreiber als Vertragspartner bekannt, welches Produkt gehandelt worden ist. Daher sind Mengenangaben nach Produkt möglich. Als Marktkonzentrationsdaten sollen der HHI, CR3, CR4 und CR5 berechnet werden.

Zu Z 3:

Dieser Wert wird vom Betreiber des virtuellen Handelspunktes als CEGHIX auf täglicher Basis ermittelt und veröffentlicht.

Zu Z 4:

Siehe Anmerkung zu Z 2.

Zu Z 5:

Der Referenzpreis am Terminmarkt ist der tägliche Abrechnungspreis oder der Schlussabrechnungspreis. Im Übrigen s.a. Anmerkung zu Z 3.

Zu Z 6 und 7:

Die Entwicklung der Anzahl der registrierten und aktiven Erdgashändler geht in die Beurteilung der Liquidität am VHP ein.

Zu § 9:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe von § 131 Abs. 2 Z 10 GWG 2011. Sie werden für die Erfüllung der Überwachungsfunktion in § 131 Abs. 1 Z 3, 6 und 7 GWG 2011 benötigt. Diese Daten müssen bereits von den Speicherunternehmen auf der Basis von Art. 19 der Verordnung (EG) 715/2009 veröffentlicht werden.

Der Zugang zu Speicherkapazitäten zur Bereitstellung von Flexibilität ist wesentlich für die Entwicklung des Wettbewerbs in allen Handelsmärkten der Gaswirtschaft. Zudem werden Großhandelspreise wesentlich von Speicherbewegungen beeinflusst, z.B. Preissprünge bei Unterbrechungen, Preisanstieg durch Beginn der Einspeicherperiode. Daher sind diese Daten notwendig, um Preisentwicklungen in dem Großhandelsmarkt (VHP) nachvollziehen zu können. Da der Handel auf dem VHP auf der Basis von Tagesprodukten (Day Ahead Produkte, Within Day Produkte) stattfindet, sind die Speicherdaten auch täglich zu erheben.

Zu Z 1:

Die maximale Einspeicher- und Entnahmeleistung der Speicheranlage ist jene maximal mögliche Menge pro Zeiteinheit (kWh/h), die aus dem Speicher bei maximalem Gegendruck des anschließenden Systems sowie minimal möglichem Saugdruck des Verdichters entnommen werden kann bzw. jene maximal mögliche Menge pro Zeiteinheit, die bei minimalem Druck des vorgeschalteten Systems und maximal möglichem Enddruck des Verdichters in den Speicher eingebracht wird.

Zu Z 2:

Das maximale Arbeitsgasvolumen ist jene Menge (in kWh), die sich bei maximal möglichem Lagerstättendruck, welcher entweder durch die geologischen Bedingungen oder durch die vorhandene maschinentechnische Ausstattung begrenzt ist, in der Lagerstätte befindet, wobei das Polstergas abzuziehen ist.

Zu Z 3:

Einschränkungen, die zu Unterbrechungen in der Nutzung der Speicherkapazitäten führen, können preisliche Auswirkungen auf den Großhandelsmarkt (VHP) und die Ausgleichsenergiebeschaffung haben. Dies bezieht sich sowohl auf geplante, als auch auf ungeplante Unterbrechungen. Wesentlich ist aber auch die Angabe der Leistungsdaten für die Einschränkung, um festzustellen, ob eine maßgebliche Einschränkung vorgelegen hat.

Gem. Art. 19 Abs. 1 Verordnung (EG) Nr. 715/2009 müssen Speicherunternehmen technisch relevante Informationen veröffentlichen. Unter diesen ist eine Übersicht der geplanten Wartungsarbeiten sowie ungeplante Störungen, die zu einer Einschränkung der Speicherkapazitäten führen, zu verstehen (siehe Auslegungsgrundsätze der E-Control Austria zu Transparenzanforderungen und Zugang Dritter zu Speicheranlagen, Kapitel 3.1, S. 5 f.) Daher werden diese Daten von den Speicherunternehmen veröffentlicht, sodass die Datenübermittlung kein zusätzlicher Aufwand ist.

Zu Z4:

Eine Meldung ist gemäß Art. 17 Abs. 3 Verordnung (EG) Nr. 715/2009 nur im konkreten Engpassfall zu erstatten.

Zu § 10:

Diese Daten werden auf der Basis von § 131 Abs. 2 Z 1 und 2 GWG 2011 erhoben. Da Transporteinschränkungen wesentlichen Einfluss auf die Großhandelspreise haben können, sind diese Informationen auch für die Erfüllung von § 131 Abs. 1 Z 2 und 3 GWG 2011 wesentlich, um den Auswirkungen auf den täglichen Handel zu analysieren.

Zu § 11:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe von § 131 Abs. 2 Z 5 GWG 2011. Sie werden für die Erfüllung der Überwachungsfunktion gemäß § 131 Abs. 1 Z 2 und 3 GWG 2011 benötigt.

Gasimport findet auf der Basis von langfristigen Verträgen und der Beschaffung an Handelsplätzen, sog. Hubs statt. Die Preise in den langfristigen Verträgen werden idR monatlich angepasst. Die Beschaffungspreise an den Handelsplätzen, an denen täglich Handel stattfindet, können dagegen innerhalb eines Monats variieren. Für die Analyse der Entwicklung des Großhandelspreisniveaus auf der Basis von § 131 Abs. 1 Z 2 und 3 GWG 2011 ist eine monatliche Granularität der Daten ausreichend.

Da über einen Grenzkopplungspunkt und am VHP auch von mehreren Anbietern bezogen werden kann, sollte ein mengengewichteter Preis angegeben werden. Die Importpreise sowie die für inländisches Gas verrechneten Preise sollten, damit sie ein korrektes Bild der Preissituation auf den Großhandelsmärkten widerspiegeln, mengengewichtete Preise sein. Sie sollten den von den Vertragspartnern tatsächlich verrechneten Werten pro Monat entsprechen.

Die Grenzkopplungspunkte sind in § 2 Abs. 1 Z 11 GMMO-VO Novelle 2012 definiert. Die gemeldeten Importmengen sollen den tatsächlich gemessenen Gasmengen und nicht den vertraglich festgelegten Mengen pro Zeitraum entsprechen.

Ein Netzkopplungspunkt ist nach § 7 Abs. 1 Z 45 GWG 2011 ein Punkt, an dem Netze verschiedener Netzbetreiber verbunden sind.

Zu § 12:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe von § 131 Abs. 2 Z 3 GWG 2011. Diese Daten werden für die Erfüllung der Überwachungsfunktion in § 131 Abs. 1 Z 3 GWG 2011 benötigt.

Zu Z 1:

Die Angabe der Abgabe an Endverbraucher ist Basis für die Berechnung einer Wechselquote im Zusammenhang mit Z 3. Die Abgabe an Endverbraucher wird zudem bereits über § 5 Z 1 a, h und i GStat-VO 2012 erhoben. Daher stellt die Datenlieferung keinen zusätzlichen Aufwand für die Meldepflichtigen dar.

Zu Z 2:

Die Entwicklung der Wechselzahlen ist ein Indikator für die Entwicklung des Wettbewerbs, der aber in Verbindung mit den Preisentwicklungen gesehen werden muss. Da Preisveränderungen nicht nur einmal jährlich und an einem Stichtag von den Lieferanten vorgenommen werden, müssen auch die Wechselzahlen in einer höheren Granularität als jährlich erhoben werden. Durch eine monatliche Erhebung können die Auswirkungen von Preis-

Veränderungen der Gaslieferanten analysiert werden, um Rückschlüsse auf das Nachfrageverhalten zu ziehen, was ein wesentlicher Teil einer Wettbewerbsanalyse ist. Die Anzahl des durchgeführten Wechsels ist anhand des in Anhang 1 zur Wechselverordnung Gas 2012 in 2.2.5 dargestellten Abschluss des Wechsels zu ermitteln.

Wesentlich für die Analyse der des Umfangs des Wettbewerbs auf Endkundenebene (§ 131 Abs. 1 Z 2 GWG 2011) ist, dass die Wechselzahlen für die verschiedenen Kundengruppen erhoben werden. Für diese Kundengruppen werden gem. dieser Verordnung Preise erhoben, sodass die Auswirkungen von Preisveränderungen beobachtet werden können.

Zu Z 3:

Gem. § 2 Abs. 1 Z 1 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung ist eine Abschaltung „eine Unterbrechung der Versorgung eines Endverbrauchers mit Erdgas in Folge einer Verletzung der aus dem Vertragsverhältnis mit dem Verteilernetzbetreiber entstehenden Pflichten durch den Endverbraucher“. Wesentlich ist dabei, dass die Unterbrechung im Verantwortungsbereich des Endverbrauchers liegt, im Gegensatz zu einer Unterbrechung, die technische Ursachen hat und in § 14 Z 7 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung erhoben wird. Für eine genaue Beschreibung der Sachverhalte der Abschaltung und der Aussetzung wird auf die Allgemeinen Verteilernetzbedingungen, Kapitel XXVII verwiesen.

In der Datenerhebung sollen dabei die absoluten Werte der Abschaltungen angegeben werden, um sicherzustellen, dass die Berechnungsmethode der Abschaltraten einheitlich durchgeführt wird. Die Abschaltungen sollen als Monatswerte angegeben werden, da Abschaltungen in den Wintermonaten für den Endverbraucher eine andere Auswirkung haben als Abschaltungen in den Sommermonaten. Um die Abschaltraten zu bestimmen, wird dann die Anzahl der abgeschalteten Zählpunkte auf die Gesamtzahl der Zählpunkte im Netzgebiet, die in § 18 Z 1 erhoben wird, bezogen.

Im Falle einer Abschaltung sind zwei Varianten in der Praxis möglich: entweder zum Einen die Aussetzung der Vertragsabwicklung wegen Verletzung vertraglicher Pflichten, d.h. der Vertrag mit dem Kunden bleibt bestehen, die Vertragsabwicklung wird nur (z.B. aufgrund von Zahlungsverzugs) für die Dauer der Zuwiderhandlung ausgesetzt, oder – der zweite Fall – die Abschaltung bei Vertragsauflösung wegen Verletzung vertraglicher Pflichten, d.h. der Vertrag wird beendet.

Zu § 13:

Die Preisentwicklung auf Endkundenebene im Vergleich zu der Preisentwicklung auf der Großhandelsebene ist ein wichtiger Indikator für die Wettbewerbsentwicklung. Diese Daten werden daher zur Erfüllung der Überwachungsaufgabe in § 131 Abs. 1 Z 3 GWG 2011 erhoben. Dabei sind monatliche Daten notwendig, um eine Analyse mit Bezug auf die Großhandelspreise, die täglich variieren, durchführen zu können. Da aussagekräftige Daten nur für leistungsgemessene Endverbraucher vorliegen, werden die Daten für die nicht leistungsgemessenen Endverbraucher in einer anderen Granularität erhoben.

Zu § 14:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe von § 131 Abs. 2 Z 4 GWG 2011. Sie werden für die Erfüllung der Überwachungsfunktion in § 131 Abs. 1 Z 3 GWG 2011 benötigt.

Aufgrund der Volatilität der Großhandelspreise (in langfristigen Verträgen Preisänderungen auf monatlicher Basis, bei Beschaffung über Handelsplätze mindestens täglich) wäre eine monatliche Granularität der Preiserhebungen auch bei nicht leistungsgemessenen Endkunden wünschenswert, um einen Vergleich der Großhandelspreis- und Endkundenpreisentwicklung zu ermöglichen. Diese Erhebung würde aber aufgrund der verwendeten Abrechnungssysteme bei nicht leistungsgemessenen Endkunden (Teilbetragszahlungen, Jahresendabrechnung mit Nachverrechnung) zu verzerrten Preisen führen. Daher wird eine halbjährliche Erhebung als Näherung angesehen.

Preisdaten werden im Rahmen der Marktstatistik bereits erhoben (§ 8 Abs. 1 Z 1 der Gasstatistik-Verordnung 2012). Um den Erhebungsaufwand für die Versorger gering zu halten, sollte daher auf die dort angewandte Methodik zurückgegriffen werden. Der reine Energiepreis (ohne Steuern und Abgaben) inkludiert den Arbeitspreis und allfällige Grund- bzw. Leistungspreise. Eventuell gewährte Rabatte sind bei der Berechnung abzuziehen. Dabei sind jeweils die Jahresendabrechnungen zur Berechnung heranzuziehen, die in den Halbjahresmonaten erstellt worden sind, um die Durchschnittspreise auf Basis der verrechneten Jahresmengen zu berechnen. Diese

Vorgehensweise verhindert außerdem, dass die Verbrauchsmengen nicht abgerechneter Kunden geschätzt werden müssen.

Zu § 15:

Da in diesem Paragraphen keine Verbrauchsmengen angegeben werden müssen, sondern die Anzahl verschiedener Daten, sind die Monatswerte nicht für den Gastag (6 Uhr des Monatsersten des Berichtsmonats bis 6 Uhr des Monatsersten des Folgemonats) abzugrenzen, sondern auf Monatsbasis (Abgrenzung jeweiliger Monatserster um 0 Uhr bis zum Monatsletzten um 24 Uhr). Unschärfen, die sich infolge der Zugrundelegung der zeitlichen Grenzen des „Gastages“ ergeben können, sollten von den Meldepflichtigen jeweils abgeglichen werden (können).

Zu Z 1:

Die Erhebung erfolgt gem. § 131 Abs. 2 Z 3 GWG 2011. Da auch die Wechsel monatlich erhoben werden, werden auch diese Daten monatlich erhoben. Die eingeleiteten Wechsel werden zudem aus dem monatlichen Werte der Wechseldaten und der nicht erfolgreich abgeschlossenen Wechsel berechnet, also nicht separat erhoben.

Auch hier ist der Konnex mit den Preisveränderungen der Gaslieferanten wesentlich: Es ist zu analysieren, ob Preisveränderungen zu Folge haben, dass Endverbraucher vermehrt wechseln wollten und Wechsel eingeleitet wurden. Es ist zudem zu untersuchen, aus welchen Gründen Wechselvorhaben scheitern. Die geforderte Angabe von Gründen für die Ablehnung eines Wechsels soll auf Basis von § 5 Abs. 1 Z 1 bis 4 der Wechselverordnung Gas 2012 erfolgen.

Zu Z 2:

Die Zahl der Neuanschlüsse umfasst die Inbetriebnahme neuer Netzzutritte bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses bis zur Eigentumsgrenze durch den Netzbetreiber. Der Prozess des Neuanschlusses beginnt gemäß der Musterfassung der Allgemeinen Bedingungen für Verteilernetzbetreiber (2012) mit dem Einlangen des vollständigen Netzzutrittsantrags. Die Dauer dieses Zeitraums soll angegeben werden.

Zu Z 3 :

Gemäß Begriffsbestimmung der ÖVGW-Richtlinie G B300, 11/2011 (Instandhaltung von Erdgasleitungsanlagen), 2.2.2 sind unter Wartung „Maßnahmen zur Verlängerung der Nutzungsdauer der Anlage oder von Anlagenteilen einschließlich vorbeugenden Austauschs von Verschleißteilen“ zu verstehen.

Unter Reparatur ist laut Begriffsbestimmung gemäß RL G B300, 11/2011, 2.2.3.2 die Schadensbehebung durch Einzelmaßnahmen zu verstehen.

Zu Z 4:

Ändert sich während einer Unterbrechung die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer, so sind zwei oder mehr Unterbrechungen zu erfassen.

Zu Z 5:

Ändert sich während einer Unterbrechung die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer, so sind zwei oder mehr Unterbrechungen zu erfassen.

Für die Ursache der Versorgungsunterbrechung sind zur Vereinheitlichung der Angaben folgende Klassifizierungen vorgesehen, die bereits bei der Meldung von Versorgungseinschränkungen und Nichtverfügbarkeiten durch die Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Erhebungen auf Basis der Gasstatistik-Verordnung 2012 und der Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung¹ verwendet wird.

(1) Ursachen im Verteilernetz:

- im Bereich von gastechnischen Anlagen (z.B. Gasdruckregelanlagen), einschließlich Hausdruckregler, Zählerregler und Gaszähler;
- im Bereich von Verteilerleitungen mit/ohne Fremdverschulden.

¹ Vgl. Ausfüllhinweise zur Meldung von Versorgungseinschränkungen und Nichtverfügbarkeiten durch die Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Erhebungen auf Basis der Gasstatistik-Verordnung 2012 und der Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung, Pkt. 2.1, S. 2; <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/gasjahret-ausfuellhilfe.pdf>

- (2) Ursachen außerhalb des Verteilernetzes (z.B. im Bereich der Kundenanlage oder im vorgelagerten Netz).

Zu Z 6:

In § 130 Abs. 2 Z 3 GWG 2011 ist die Angabe des Gegenstands der Kundenbeschwerden und –anfragen gefordert. Gem. § 2 Abs. 1 Z 2 und 3 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung sind dabei

- eine „Anfrage“ ein vom Netzbenutzer an den Netzbetreiber gerichtetes fernmündliches oder schriftliches Ersuchen um Auskunft und
- eine „Beschwerde“ eine vom Netzbenutzer an den Netzbetreiber gerichtete Beanstandung in Bezug auf die vom Netzbetreiber erbrachte Netzdienstleistung.

Die Einteilung nach technischen, verrechnungsrelevanten und sonstigen Anfragen/Beschwerden ermöglicht eine Zuordnung der in § 130 Abs. 2 Z 3 GWG 2011 genannten Gegenstände: Rechnung und Rechnungshöhe sowie (Zähler-)Ablesung und Verbrauchsermittlung sind in die verrechnungsrelevante Kategorie einzuordnen. Technische Probleme (z.B. mit dem Zähler) sind in die technische Kategorie einzuordnen. Dabei wird eine grobe Einteilung bevorzugt, um die Vergleichbarkeit zwischen den Verteilernetzbetreibern zu ermöglichen.

Neben der Meldung der jeweiligen Gesamtsumme für Anfragen einerseits und Beschwerden andererseits sind sowohl die Anfragen als auch die Beschwerden jeweils in die drei genannten Kategorien zu untergliedern.

Zu § 16:

In § 130 Abs. 2 Z 3 GWG 2011 ist die Angabe des Gegenstands der Kundenbeschwerden und –anfragen gefordert. Die in § 2 Abs. 1 Z 2 und 3 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung erfolgte Definition von Anfrage und Beschwerde soll dabei auch sinngemäß für Versorger verwendet werden:

- eine „Anfrage“ ein vom Endverbraucher an den Versorger gerichtetes fernmündliches oder schriftliches Ersuchen um Auskunft und
- eine „Beschwerde“ eine vom Endverbraucher an den Versorger gerichtete Beanstandung in Bezug auf die vom Versorger erbrachte Dienstleistung.

Die Einteilung nach technischen, verrechnungsrelevanten und sonstigen Anfragen/Beschwerden ermöglicht eine Zuordnung der in § 130 Abs. 2 Z 3 GWG 2011 genannten Gegenstände: Rechnung und Rechnungshöhe sowie (Zähler-)Ablesung und Verbrauchsermittlung sind in die verrechnungsrelevante Kategorie einzuordnen. Technische Probleme (z.B. mit dem Zähler) sind in die technische Kategorie einzuordnen. Dabei wird eine grobe Einteilung bevorzugt, um die Vergleichbarkeit zwischen den Versorgern zu ermöglichen.

Neben der Meldung der jeweiligen Gesamtsumme für Anfragen einerseits und Beschwerden andererseits sind sowohl die Anfragen als auch die Beschwerden jeweils in die drei genannten Kategorien zu untergliedern.

Zu § 17:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe von § 131 Abs. 2 Z 1 GWG 2011. Sie werden für die Erfüllung der Überwachungsfunktion in § 131 Abs. 1 Z 5 GWG 2011 benötigt. Eine Leermeldung ist möglich, wenn unbegrenzt unterbrechbare Kapazitäten vergeben werden und daher keine Berechnungsmethode zur Anwendung kommt.

Zu § 18:

Zu Z 1 und 2:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe von § 131 Abs. 2 Z 4 GWG 2011. Sie werden für die Erfüllung der Überwachungsfunktion in § 131 Abs. 1 Z 3 GWG 2011 benötigt.

Die Angabe der Zählpunkte und der Verbrauchsmengen soll für alle Kundengruppen erfolgen, da auf Basis dieser die Marktanteile und Konzentrationsmaße berechnet werden. Die Abgabemenge je Kundengruppe soll auf Basis der vom Verteilernetzbetreiber gemessenen und abgerechneten Mengen erfolgen.

Zu Z 4:

Eine Übersicht über die gesamten Hausanschlüsse ermöglicht die Bildung von Verhältniszahlen mit den neuen Hausanschlüssen. Die Angabe der inaktiven Hausanschlüsse zeigt, wie viele Gaskunden auf eine andere Energieversorgung umgestiegen und damit den Gasmarkt verlassen haben. Die Definition inaktiver Hausanschluss ist den Sonstigen Marktregeln, Kapitel 1, Begriffsbestimmungen, Punkt 68 zu entnehmen. Damit kann festgestellt werden, wie viele kundenseitige Markteintritte zu verzeichnen sind. Für Wettbewerbsanalysen kann diese Zahl und ihre Entwicklung ein Anhaltspunkt sein, ob es sich um einen wachsenden oder stagnierenden Markt handelt. Die Hausanschlüsse sollen stichtagsbezogen zum 31.12. angegeben werden.

Zu Z 5 und 6:

Die Zahl der Neuan- und Abmeldungen werden gem. § 131 Abs. 2 Z 3 GWG 2011 erhoben. Eine Neuanmeldung ist gemäß § 2 Z 3 Wechselverordnung Gas 2012 der Abschluss eines Energieliefervertrages im Zusammenhang mit einem neuen Netzzugangsvertrag, eine Abmeldung gemäß § 2 Z 1 Wechselverordnung Gas 2012 die Beendigung des Energieliefervertrages und/oder des Netzzugangsvertrages. Neuanmeldungen und Abmeldungen sind Teil des Kundenverhaltens und sollten daher für eine umfassende Marktanalyse erhoben werden.

Zu Z 7:

Ein vollständiger Netzzutrittsantrag hat die Angaben gemäß Anlage 1, II. Z 1 lit. a-e GMMO-VO Novelle 2012 zu enthalten. Die Frist für die Bearbeitungsdauer beginnt dann, wenn der Netzzutrittsantrag vollständig vorliegt. Der Zeitraum ist mit dem Eingang des Netzzutrittsvertrags beim Antragsteller nach Übermittlung durch den Verteilnetzbetreiber abgeschlossen.

Die in Z 7 und Z 8 erhobenen Daten werden aus Effizienz Zwecken gemeinsam für die GMO-VO und die Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung (§ 14 Z 2 und 3) erhoben, um eine doppelte Datenmeldung zu vermeiden.

Zu Z 8:

Die Frist für die Bearbeitungsdauer beginnt dann, wenn der Netzzugangsantrag vollständig vorliegt. Die dazu erforderlichen Angaben sind in der Anlage 1, I. Z 1 lit. a-k der GMMO-VO Novelle 2012 enthalten. Der Zeitraum ist mit dem Eingang des Netzzugangsvertrags beim Antragsteller nach Übermittlung durch den Verteilnetzbetreiber abgeschlossen.

Zu Z 9 und 10:

§ 130 Abs. 2 Z 3 GWG 2011 verlangt die Erhebung der Endabrechnungen und des Anteils der Endabrechnungen, die später als sechs Wochen nach Beendigung des Vertrages ausgesandt wurden. Dies entspricht einer Anforderung aus § 6 Abs. 4 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung. Dabei stellt der Verteilnetzbetreiber in der Regel nicht mehr Gesamtrechnungen. Es kann aber nicht vollständig ausgeschlossen werden, daher wird dennoch dieses Datum erhoben; in der Regel wird eine Nullmeldung erwartet.

Zu § 19:

Zu Z 1 und 2:

Die Meldepflicht dieser Daten basiert auf der Vorgabe von § 131 Abs. 2 Z 4 GWG 2011. Sie werden für die Erfüllung der Überwachungsfunktion in § 131 Abs. 1 Z 3 GWG 2011 benötigt.

Die Angabe der Zählpunkte und der Verbrauchsmengen soll für alle Kundengruppen erfolgen, da auf Basis dieser die Marktanteile und Konzentrationsmaße berechnet werden. Die Abgabemenge je Kundengruppe soll auf Basis der vom Versorger abgerechneten Mengen erfolgen.

Zu Z 3 bis 6:

Diese Daten werden im Rahmen von § 8 Abs. 1 Z 2 GStat-VO 2012 bereits erhoben. Damit soll die Entwicklung der Kundenstruktur abgebildet werden. Diese Informationen sind insbesondere ein Indikator für die Marktöffnung und dienen der Darstellung des Endkundenmarkts.

Zu Z 7 und 8:

Gem. § 127 Abs. 4 GWG 2011 hat der Versorger dem Kunden spätestens sechs Wochen nach Vollziehung des Versorgerwechsels oder nach Vertragsbeendigung die Rechnung zu legen. § 130 Abs. 2 Z 3 GWG 2011 verlangt die Erhebung der Endabrechnungen und des Anteils der Endabrechnungen bei den Verteilernetzbetreibern, die später als sechs Wochen nach Beendigung des Vertrages ausgesandt wurden. Diese Daten werden in § 18 erhoben, decken aber nur einen Teil der Endabrechnungen für Endkunden ab, was nicht im Sinne des Gesetzgebers gewesen sein kann. Daher sollte die Erhebung auf die Endabrechnungen erweitert werden, die vom Versorger erstellt werden, um zu überprüfen, ob diese die gesetzlichen Anforderungen erfüllen. Endabrechnungen könnten getrennt für Energie und Netz, aber auch als Gesamtrechnung gestellt werden, daher ist eine getrennte Erhebung vorgesehen, um einen Überblick zu erhalten, welches Modell mehrheitlich verwendet wird.

Zu Z 9:

Kunden haben im liberalisierten Markt einerseits die Möglichkeit, den Versorger zu wechseln, andererseits haben sie aber - sofern vorhanden - auch die Möglichkeit, beim selben Versorger zu einem anderen Produkt zu wechseln. Dies ist nur für jene Versorger relevant, die für nicht leistungsgemessene Kunden auch tatsächlich mehrere Produkte anbieten (z.B. Onlineprodukt, bei dem der Kunde tatsächlich einen anderen Preis bezahlt als Kunden, die im herkömmlichen Produkt bleiben).

Zu § 20 Abs. 3:

Die Formate (z.B. .xml, .xls(x), .cvs) werden von der E-Control definiert und die Erhebungsformulare in elektronischer Form (E-Mail oder Datenträger) auf deren Homepage zur Verfügung gestellt. Die Übermittlung der erfolgt entsprechend den Sonstigen Marktregeln sowie unter Einhaltung der einschlägigen Vorschriften des DSG 2000.