

Erläuterungen zur E-EnLD-VO 2014

Vorblatt

Inhalt:

Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf werden die Energielenkungsdaten im Elektrizitätsbereich den Erfordernissen des Energielenkungsgesetzes 2012 (EnLG 2012), BGBl. I Nr. 41/2013, angepasst bzw. teilweise erweitert.

Alternativen:

keine

Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:

Um eine sichere Versorgung zu gewährleisten, ist es erforderlich, entsprechendes Datenmaterial zu erheben, um beurteilen zu können, ob Energielenkungsmaßnahmen im Falle einer erheblichen Störung der Energieversorgung Österreichs erforderlich sind und welche Auswirkungen sich ergeben können.

Finanzielle Auswirkungen:

Keine Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets

Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:

Durch diese Verordnung wird die Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 55 umgesetzt und die in der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, ABl. Nr. L 295 vom 12.11.2010 S. 1, der Durchführung durch die Mitgliedstaaten vorbehaltenen Bestimmungen sowie das EnLG 2012 konkretisiert.

Kosten:

Die zu erhebenden Daten sind bei den meldepflichtigen Unternehmen verfügbar und müssen nicht neu generiert werden. Der überwiegende Teil der Tagesdaten (§§ 2 bis 3, zum Teil § 4 sowie § 11) ist in nahezu derselben Form und Gliederungstiefe bereits aufgrund anderer rechtlicher Vorgaben zur Verfügung zu stellen (vgl dazu insbesondere Verordnung (EG) Nr. 714/2009 bzw. Verordnung (EG) 543/2013, Kapitel 3 der Sonstigen Marktregeln, Allgemeine Bedingungen von OEMAG bzw. APCS). Darüber hinaus sind die Monats- und Jahresdaten (zum Teil § 4 sowie §§ 5, 7 und 15) in teilweise noch detaillierterer Form auch für Zwecke der Elektrizitätsstatistik aufzubereiten und zu übermitteln. Die Vorschau Daten (§§ 8 bis 10) sollten aus den zur Fahrplananmeldung notwendigen Informationen zumindest ableitbar sein. Dementsprechend werden die Kosten für die Aufbereitung und Datenübermittlung der zusätzlich für Zwecke der Energielenkung definierten Daten als gering erachtet.

Allgemeiner Teil

Da es sich bei den vom EnLG 2012 abgedeckten Regelungsbereich um Bundesaufgaben handelt wird klargestellt, dass sich insbesondere die aufgrund § 15 EnLG 2012 in dieser Verordnung festgelegten Meldepflichten auf alle innerhalb der Grenzen des österreichischen Bundesgebiets aktiven Elektrizitätsunternehmen sowie auf alle sich auf dem österreichischen Bundesgebiet befindlichen technischen Einrichtungen zur Erzeugung und Weiterleitung elektrischer Energie (und gegebenenfalls Wärme) bzw. Verbraucher elektrischer Energie erstrecken.

Obwohl § 15 Abs. 8 EnLG 2012 die Heranziehung insbesondere von „Daten, die auf Grundlage [...] des § 92 EIWOG 2010 erhoben werden“ – also von sogenannten Statistikdaten – „für die Vorbereitung und Koordinierung von Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung“ explizit vorsieht, werden in der Energielenkungsdaten-VO sämtliche für Zwecke der Energielenkung als notwendig erachtete Daten, also einschließlich jener, die auch für statistische Zwecke zu erheben sind, definiert. Dies soll insbesondere der Transparenz gegenüber den Meldepflichtigen dienen, da somit klargestellt wird, welche „Statistikdaten“ ausschließlich statistischen Zwecken dienen und welche Daten sowohl für Zwecke der Elektrizitätsstatistik wie auch für solche der Energielenkung heran gezogen werden. Damit umfasst die Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung sämtliche, zur Erfüllung der Aufgaben gemäß EnLG 2012 erforderlichen und von § 15 Abs. 3 EnLG 2012 umfassten historischen, aktuellen und vorausschauenden Daten, die zur Durchführung eines Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich und hier insbesondere zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung notwendig sind.

Das EnLG 2012 trägt der Tatsache, dass im Fall einer Störung der Energieversorgung sämtliche Daten, die zur Beurteilung der Lage bzw. der Auswirkungen eventuell getroffener Lenkungsmaßnahmen notwendig sind, bereits definiert sind und ihre Übermittlung und Auswertung bestmöglich standardisiert sein sollten, nunmehr auch dadurch Rechnung, dass gemäß § 15 Abs. 1 in zweijährigem Abstand Übungen durchgeführt werden können, was eine wesentliche Erweiterung der erstmals in der Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-VO 2006 aufgenommenen Bestimmungen zur Beübung der Datenabläufe darstellt.

Bezüglich des Datenaustausches zwischen Regelzonenführern (auch mit Regelzonenführern benachbarter Länder) sei darauf verwiesen, dass Übertragungsnetzbetreiber mit dem UCTE Operation Handbook (seit 2004) begonnen haben, standardisierte Prozesse zum Datenaustausch einzuführen. Insbesondere Kapitel wie "*Coordinated Operational Planning*", "*Scheduling and Accounting*" oder "*Data Exchange*" enthalten diesbezügliche Bestimmungen. Die Umsetzung dieser Anforderungen wurde über operative Initiativen der Übertragungsnetzbetreiber (wie Transmission Security Cooperation, TSC) noch weiter entwickelt. Über die Entwicklungen der Network Codes durch ENTSO-E ist zu erwarten, dass die Anforderungen noch verfeinert werden und in rechtlich verbindlichere Form gebracht werden. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Kooperationen und Koordinationsprozesse mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern auch in kritischen Phasen funktionsfähig sind.

Besonderer Teil

Zu § 1 – Begriffsbestimmungen:

Generell gelten, wie auch für die statistischen Erhebungen im Bereich der Elektrizitätswirtschaft, die Begriffsbestimmungen des ElWOG 2010.

Analog den Begriffsbestimmungen zur Elektrizitätsstatistik-VO wurden nunmehr auch in die Energielenkungsdaten-VO einige allgemein gebräuchliche elektrizitätswirtschaftliche Begriffe, wie etwa jener der Engpassleistung, der Vollständigkeit halber aufgenommen sowie andere, wie etwa das Regelarbeitsvermögen oder die gesicherte Leistung, an neue Definitionen entsprechend den ÖNormen angepasst.

Eine wesentliche Änderung bzw. Klarstellung ist bezüglich jener Erzeugungsanlagen erfolgt, die zwar von öffentlichen Erzeugern betrieben werden, aber ausschließlich der Versorgung eines industriellen Standorts dienen, ohne entsprechender Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes. Oftmals stehen derartige Anlagen im gemeinsamen Eigentum des (öffentlichen) Erzeugers und des (industriellen) Verbrauchers bzw. ersetzen bisher bestehende (industrielle) Eigenanlagen. Ein wesentliches Merkmal dabei ist die Tatsache, dass das öffentliche Netz nicht in Anspruch genommen wird. Nunmehr wird klargestellt, dass die in derartigen Anlagen erzeugte Energie (bei KWK-Anlagen sowohl die elektrische Energie wie auch die ausgekoppelte Wärme) einer Eigenerzeugung gleich zu setzen und nicht dem öffentlichen Erzeuger zugezählt wird, da der Bezug nicht über das öffentliche Netz erfolgt. Für den Fall, dass der Eigenerzeuger an diesem Standort auch eigene Anlagen zur Stromerzeugung betreibt, sind die erstgenannten Anlagen dem Standort hinzu zu zählen, wobei gegebenenfalls die entsprechenden Daten vom öffentlichen Erzeuger dem Eigenerzeuger zur Verfügung zu stellen sind. Im Falle dass keine andere Erzeugung an diesem Standort besteht, hat der öffentliche Erzeuger für diesen Standort eine eigene Meldung, analog jener eines Eigenerzeugers zu machen.

Ausschließlich für Zwecke der Energielenkung definierte Begriffe sind insbesondere:

- a) der angemeldete Austauschfahrplan, welcher den jeweils aktuellen, beim Regelzonenführer angemeldeten und von diesem bestätigten grenzüberschreitenden externen Fahrplan für den kommenden Handelstag je Bilanzgruppe darstellt. Im vorausschauenden Monitoring wird die letzte Version vor Beginn des Handelstages (letzte Version des day-ahead) genügen, während im Krisenfall eine entsprechende Aktualisierung während des Handelstages notwendig sein wird (siehe hiezu insbesondere auch die Erläuterungen zu § 9);
- b) der realisierte Austauschfahrplan entspricht den zuletzt angemeldeten und bestätigten externen Fahrplanwerten, also einschließlich aller im Tagesverlauf durchgeführten Änderungen (also eventuell der letzte intra-day-Wert). Diese Information ist insbesondere dazu notwendig, die intra-day-Geschäfte bei der Abschätzung der notwendigen Importe bzw. der möglichen Exporte im Rahmen des vorausschauenden Monitoring berücksichtigen zu können (siehe hiezu insbesondere auch die Erläuterungen zu § 9);
- c) die geplante Kraftwerkserzeugung sowie die Kaltreserve definieren Planungsgrößen der inländischen Erzeugung, die einerseits dem vorausschauenden Monitoring, also der Abschätzung möglicher künftiger Krisensituationen, und andererseits dem laufenden Monitoring im Krisenfall, dann erweitert um den möglichen Maximal- und Minimaleinsatz der Erzeugung, dienen;

- d) das kritische Ereignis dient als Auslöser für Informationspflichten des Regelzonenführers an die Energie-Control Austria (E-Control) bzw. der Netzbetreiber an den jeweiligen Regelzonenführer, wobei vom Regelzonenführer vor allem Ereignisse, wie etwa das gleichzeitige Auftreten eines Jahrhunderthochwassers an der Donau, von Schäden an wesentlichen Transportleitungen infolge von Murenabgängen sowie technischer Probleme in wichtigen Umspannwerken oder die Fortpflanzung von IT-Problemen von dieser Definition berichtet werden sollen.

Darüber hinaus werden für den Bereich der Energielenkung notwendige technische Begriffe wie die unter- und nachgelagerten Netze bzw. Netzbetreiber, Regelzongrenze oder Großverbraucher in die Begriffsbestimmungen aufgenommen.

Zu § 2 – Viertelstunde – Tageserhebungen

Die exakte und aktuelle Kenntnis der inländischen Erzeugung sowie des grenzüberschreitenden Austauschs dient einerseits im Rahmen des laufenden, vorausschauenden Monitoring der Abschätzung eventueller krisenhafter Entwicklungen und andererseits im Krisenfall der Evaluierung der Situation sowie der Bewertung der Auswirkungen eventuell ergriffener Lenkungsmaßnahmen.

Um eine möglichst rasche und umfassende Information zu haben, werden die Netzbetreiber verpflichtet, den grenzüberschreitenden Stromaustausch auf den Netzebenen 1 bis 3 sowie die Einspeisung der größten Kraftwerke täglich als Viertelstundenwerte zu melden. Darüber hinaus ist die gesamte Einspeisung von Windkraftwerken als Summenwert je Netzbetreiber zu übermitteln.

Der Erhebungsumfang entspricht dem der Elektrizitätsstatistik-VO. Als Meldetermin für Zwecke der Energielenkung wurde nunmehr der Tagesabschluss festgelegt. Da nunmehr nahezu alle hier definierten Viertelstundenwerte dem Regelzonenführer gemäß Marktregeln zeitnahe zur Verfügung stehen, wurde die bisher geltende zeitnahe Meldung an die E-Control entsprechend abgeändert. Die zeitnahe, gleichzeitige Datenmeldung der Netzbetreiber an E-Control und an den Regelzonenführer soll künftig durch eine Weiterleitung der Daten durch den Regelzonenführer ersetzt werden, was eine Vereinfachung sowie eine Verbesserung der Datensicherheit darstellt. Die Übermittlung jener viertelstündlichen Kraftwerksdaten, die derzeit nicht dem Regelzonenführer übermittelt werden, im Wesentlichen Anlagen mit einer Leistung zwischen 25 MW und 50 MW, wird eventuell gesondert zu regeln sein.

Für den Fall, dass die Messung bei den Erzeugern liegen sollte, werden diese zu einer entsprechenden Datenübermittlung an die Netzbetreiber angehalten.

Im Krisenfall, zum 15. Oktober sowie im Rahmen von Übungen ist eine Zeitnahe Datenübermittlung an die E-Control vorgesehen (siehe §§ 14 und 17).

Neu aufgenommen wurde im Rahmen der Tageserhebungen die Verpflichtung für den Regelzonenführer, erste Eckdaten über die Versorgungssituation des Vortages zu übermitteln. Es handelt sich dabei um die Ganglinien der Gesamtabgabe an Endverbraucher sowie der Gesamterzeugung bzw. -einspeisung. Diese Angaben dienen im Wesentlichen einer ersten, raschen Bewertung der Verbrauchs- und Deckungssituation. Aufgrund der Datenlage können dabei nicht dieselben Qualitätsansprüche gelten wie für die gemäß § 3 im Folgemonat bzw. nach erfolgtem zweiten Clearing zu meldenden Viertelstundenwerte. Die vom Regelzonenführer zu übermittelnden Daten entsprechen den bereits auf ihrer Website in Erfüllung der Verpflichtungen gemäß Z 5.5 lit. d des

Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel publizierten Informationen.

Als Ergänzung für die gemäß § 8 Abs. 2 von den Regelzonenführern zu meldenden Vorschauwerten der Importe und Exporte (Day-Ahead-Austauschfahrpläne) sind nach Tagesabschluss die realisierten Austauschfahrpläne in derselben Detaillierung zu übermitteln. Diese Datenmeldung entspricht der derzeitigen Meldepraxis.

Für die Übermittlung der Viertelstundenwerte (Zählwerte) wird im Regelfall entsprechend Kapitel 6 Sonstige Marktregeln das Dateiformat MSCONS verwendet werden. Allerdings ist, wie derzeit auch, eine Datenübermittlung im Format ESS (ETSO Scheduling System) möglich, auch wenn es sich dabei um ein für Fahrpläne vorgesehenes Dateiformat handelt.

Zu § 3 – Viertelstunde – Monatserhebungen

Zur Vorbereitung sowie zur Abschätzung der Auswirkungen eventueller Lenkungsmaßnahmen sind die Netzbetreiber verpflichtet, für Großverbraucher die viertelstündliche Abgabe je Zählpunkt als monatliche Ganglinien zu melden. Darüber hinaus haben die Netzbetreiber die viertelstündliche Abgabe an Endverbraucher in jenen Teilen ihres Netzgebietes, die sich nicht auf österreichischem Bundesgebiet befinden, zu übermitteln. Diese Information ist insbesondere zur genauen Abgrenzung des österreichischen Verbrauchs notwendig, da sich Maßnahmen aufgrund des EnLG 2012 ausschließlich auf das österreichische Bundesgebiet beschränken und somit der nicht von diesen Maßnahmen betroffene Teil des Stromverbrauchs so exakt als möglich abgegrenzt werden muss.

Da die gemäß § 2 zu meldenden Daten relativ zeitnah (verpflichtend zumindest täglich, in der Praxis oftmals viertelstündlich) übermittelt werden, können fehlende oder fehlerhafte Daten nicht ausgeschlossen werden. Zur Vervollständigung bzw. nachträglichen Korrektur sind daher von den Netzbetreibern alle Daten gemäß § 2 nochmals als kompletter Datensatz für das gesamte abgelaufene Monat sowie, zur einfachen Überprüfung der Vollständigkeit und Richtigkeit der wichtigsten Daten, darüber hinaus eine Monatssumme je Zeitreihe zu übermitteln. Insofern andere Möglichkeiten zur Überprüfung der Vollständigkeit der gemeldeten Monatszeitreihen, als die hier definierten Monatssummen, bestehen, werden diese zu prüfen sein.

Zum Teil speisen Kraftwerke über eigene Leitungen direkt in ausländische Regelzonen oder -blöcke ein. Dementsprechend stehen diese Informationen weder den lokalen Netzbetreibern noch den österreichischen Regelzonenführern zur Verfügung und gehen auch nicht in das Clearing ein. Da die entsprechenden Daten wesentliche Informationen im Energielenkungsfall darstellen, wird eine entsprechende monatliche Meldeverpflichtung für die Erzeuger festgelegt. Die Untergliederung erfolgt dabei nach einzelnen Kraftwerken (bei Speicherkraftwerken nach Stufen), nicht mehr auch nach Kraftwerksgruppen.

Die von den Bilanzgruppenkoordinatoren zu meldenden viertelstündlichen Ganglinien dienen der Ermittlung der wesentlichen Eckpunkte der Leistungsbilanz im Bereich des öffentlichen Netzes. Gemeinsam mit den Zusatzinformationen über die Einspeisung der Großkraftwerke und dem Stromaustausch mit dem Ausland sowie die verbrauchs- und erzeugungsseitigen Informationen zur Abgrenzung des Bundesgebiets bilden sie eine wesentliche Basis für zeitnahe Analysen.

Die Meldepflichten der Bilanzgruppenkoordinatoren entsprechen der bestehenden Meldepraxis sowohl

im Bereich der Elektrizitätsstatistik wie auch in jenem der Energielenkungsdaten.

Der Termin für die monatlichen Meldungen von Ganglinien ist mit dem, gemäß Elektrizitätsstatistik-VO für alle Viertelstundenwerte definierten Termin, abgestimmt.

Zu § 4 – Mittwocherhebungen

Analog den bisherigen Bestimmungen sind von den öffentlichen Erzeugern die zeitliche Entwicklung der Speicherinhalte sowie der Lagerstände an (fossilen) Primärenergieträgern für die relevanten Kraftwerke zu dokumentieren. Allerdings ist die Datenübermittlung nicht mehr monatlich sondern zeitnaher (wöchentlich) vorzunehmen. Im Lenkungsfall, zum 15. Oktober sowie im Rahmen von Übungen wird nicht nur die wöchentliche sondern die tägliche Entwicklung zu melden sein (siehe §§ 14 und 17).

Die Meldepflichten der Eigenerzeuger für den jeweils dritten Mittwoch eines Monats blieben im Wesentlichen gleich, wobei begriffliche Anpassungen vorgenommen und entsprechend der bestehenden Praxis die Meldepflicht für Importe und Exporte aufgenommen wurden.

Für die direkte Belieferung von Endverbrauchern aus Kraftwerken von öffentlichen Erzeugern wird analog den Begriffsbestimmungen klargestellt, dass die Meldung entweder als Teil der Bilanz des Standorts des Eigenerzeugers oder als eigener Standort eines (fiktiven) Eigenerzeugers durch den öffentlichen Erzeuger zu erfolgen hat, wobei im ersteren Fall die Daten dem Eigenerzeuger zur Verfügung zu stellen sind.

Die täglichen Ganglinien der Aufbringungsbilanz können im Lenkungsfall in kürzeren Intervallen angeordnet werden, wobei eine wöchentliche Übermittlung (alle Mittwoche) im Regelfall als ausreichend anzusehen ist, eine tägliche Übermittlung aber möglich sein soll.

Zu § 5 – Monatserhebungen

Obwohl die auf Monatsbasis erfassten wichtigsten Eckpunkte der Energiebilanz auch für den Bereich der Energielenkung wesentliche Informationen darstellen, ist eine weitere Gliederung entsprechend den speziellen Anforderungen notwendig.

Insbesondere ist, zur besseren Kenntnis der saisonalen Entwicklung des Verbrauchs in den Bundesländern (Stichwort Landesverbrauchskontingent) eine entsprechende zusätzliche Gliederung der Netzabgabe notwendig. Auf Jahresbasis erfolgt eine entsprechende Gliederung bereits seit 2001, sodass sich eine Ausdehnung auf Monatsbasis nunmehr als logischer Schritt ergibt. Da jedoch die Abgabemengen in anderen Bundesländern teilweise sehr gering sind bzw. nur Endverbraucher mit Standardlastprofil (also mit unterjährig nicht gemessenem Verbrauch) beliefert werden, wird die Erhebung für Netze mit einer Abgabe von weniger als 50 GWh ausgesetzt. Im Einzelfall wird über weitere Ausnahmen zu entscheiden sein. Insgesamt wird jedoch davon ausgegangen, dass die Untergliederung nach Bundesländern nunmehr größtenteils auf Messwerten beruht.

Die Gliederung der Abgabe an leistungsgemessene Endkunden entspricht dem bereits bestehenden Erhebungsumfang und dient der saisonalen Analyse des Verbrauchs. Als Erleichterung können Netzbetreiber mit einer jährlichen Abgabemenge von weniger als 50 GWh die Meldung halbjährlich durchführen.

Eine wesentliche Änderung stellt die Vereinheitlichung der Erhebungsgrenzen für öffentliche Erzeuger

und Eigenerzeuger bei allen Meldungen dar. Als gemeinsames Kriterium für eine monatliche Meldepflicht wurde nunmehr der Betrieb von zumindest einem Kraftwerk mit einer Engpassleistung von 10 MW oder mehr festgelegt, sodass diesbezüglich keine Unklarheiten mehr bestehen. Diese Änderung stellt in der Praxis einen nur geringfügigen Informationsverlust bei den (industriellen) Eigenerzeugern dar, da nur wenige Eigenerzeuger Kraftwerke in der Klasse zwischen 5 MW und 10 MW betreiben. Insgesamt blieben Meldepflichten und -umfänge für Erzeuger unverändert.

Für jene Fälle bei denen Endverbraucher (auch Eigenerzeuger) direkt aus Kraftwerken von öffentlichen Erzeugern beliefert werden, wird analog den Begriffsbestimmungen klargestellt, dass die Meldung entweder als Teil der Bilanz des Standorts des Eigenerzeugers oder als eigener Standort eines (fiktiven) Eigenerzeugers durch den öffentlichen Erzeuger zu erfolgen hat, wobei im ersteren Fall die Daten dem Eigenerzeuger zur Verfügung zu stellen sind. Ansonsten blieben die Erhebungsinhalte für Eigenerzeuger und öffentliche Erzeuger im Wesentlichen gleich.

Anzumerken bleibt, dass für meldepflichtige Erzeuger alle Kraftwerke eines Standorts, unabhängig ihrer jeweiligen Größe, von den Monatserhebungen umfasst sind. Dies entspricht den bisherigen Gepflogenheiten.

Zu § 6 – Erhebungen zum 15. Oktober

Die zum Stichtag 31. August bzw. für die vorangehenden 12 Monate von den Netzbetreibern bzw. den Großverbrauchern durchzuführenden Meldungen wurden aus Gründen der besseren Strukturierung nunmehr von den eigentlichen Jahresmeldungen getrennt. Die Erhebungsinhalte sowie der Meldetermin blieben großteils unverändert. Bei den Großverbrauchern wurden zusätzlich Informationen über vorhandene technische Einrichtungen zur automatischen oder manuellen Reduzierung des Verbrauchs bzw. des Bezugs aufgenommen, da derartige Einrichtungen im Lenkungsfall von Bedeutung sein können.

Bezüglich der von den Netzbetreibern nach Rechnungsadressen zusammen zu fassenden Angaben für Endverbraucher wird festgehalten, dass die Rechnungsadresse von Lieferanten nicht als Kriterium gilt. In solchen Fällen wäre sinngemäß etwa nach „Standort der Verbrauchsanlage“ zusammen zu fassen.

Zu § 7 – Jahreserhebungen

Im Gegensatz zu den bisherigen Meldepflichten erlauben die Regelungen zu den Jahreserhebungen nur noch teilweise eine detaillierte und vor allem umfassende Jahresbilanz, was durchaus den unterschiedlichen Anforderungen für Zwecke der Energielenkung bzw. der Bundesstatistik entspricht. Beispielhaft seien der Entfall des Einsatzes an Primärenergieträgern für Strom- und Wärmeerzeugung oder die Erweiterung um das Datum der Inbetriebnahme bzw. letzten Änderung bei den Kraftwerken genannt.

Von den Netzbetreibern ist die Verbrauchs- und Verbraucherstruktur nach verschiedenen Kriterien wie Verbrauchergruppe, Größenklassen oder netzebenen zu gliedern, da eine detaillierte Kenntnis derselben sowohl für die Vorbereitung wie auch für die Durchführung und Überprüfung von verbraucherseitigen Maßnahmen unumgänglich ist. Darüber hinaus stellt eine detaillierte Gliederung eine wesentliche Hilfestellung bei der Bewirtschaftung der Landesverbrauchskontingente dar.

Detaillierte Informationen über den Bestand und die technischen Merkmale von Leitungen und

Umspannwerken dienen nicht nur der technischen Beurteilung von Situationen im Krisenfall sondern stellen auch eine wesentliche Basisinformation für die Regelzonenführer dar. Aus diesem Grund werden hier bestehende Erhebungen, wie etwa der sogenannte thermische Übertragungsplan, als Teil der auch für Zwecke der Energielenkung dienlichen Informationen definiert.

Die technischen Informationen über den Kraftwerksbestand wurden um Angaben über die Dauer des Startvorgangs sowie über die maximale Vorlaufzeit zum Erreichen der Betriebsbereitschaft ergänzt. Letzteres soll einen Überblick über eventuell konservierte („eingemottete“) Kraftwerke geben. Im Wesentlichen betreffen die neuen Erhebungsinhalte Wärmekraftwerke, doch können sie auch auf andere Kraftwerkstypen zutreffen.

Zu §§ 8, 9 und 10 – Tages- und Vier-Wochen-Vorschauen sowie Pflichten von Bilanzgruppenmitgliedern und -verantwortlichen

Entsprechend der in § 15 Abs. 3 Z 2 EnLG 2012 getroffenen Unterscheidung zwischen „historischen, aktuellen und vorausschauenden Daten“ wurde die sachliche Gliederung der Energielenkungsdaten-VO vorgenommen. Dementsprechend wurden sämtliche Vorschauwerte in einem eigenen Abschnitt zusammengefasst.

Wie bei der Begutachtung der Novelle 2006 der Energielenkungsdaten-VO angekündigt, wurden insbesondere jene Erhebungsinhalte, die der Früherkennung einer möglichen Krise dienen sollen, einer Evaluierung unterzogen. Dabei hat sich herausgestellt, dass einerseits der vorgesehene Vorschauhorizont von acht Wochen keine zusätzlichen Informationen bringt. Andererseits können die von den Bilanzgruppenverantwortlichen abgegebenen Import- und Exportfahrpläne weder mit den der E-Control zur Verfügung stehenden Informationen plausibilisiert noch zeitnah auf Vollständigkeit überprüft werden. Darüber hinaus ist ihre Aussagekraft im Rahmen der Früherkennung nur bedingt gegeben. Dementsprechend wurde der Erhebungsumfang der §§ 8 und 9 in zwei wesentlichen Punkten geändert:

- von den Bilanzgruppenverantwortlichen sind keine externen Fahrpläne mehr für Zwecke der Energielenkung zu melden und
- der weiteste Vorschauhorizont wird von bisher acht auf nunmehr vier Wochen reduziert.

Die dadurch entfallenden Informationen über mögliche Importe und Exporte werden durch Modelle der E-Control zu ersetzen sein, die einerseits auf Basis der insbesondere gemäß § 9 gemeldeten Daten einen möglichen Importbedarf oder Exportüberschuss ermitteln und im Falle eines Importbedarfs die entsprechende Verfügbarkeit der Energie und Leistung am europäischen Markt abschätzen sollen. Die aktuelle Import- und Exportsituation wird durch Übermittlung der den Regelzonenführern im Rahmen des Fahrplanmanagements zur Verfügung stehen –im Wesentlichen der jeweils letzte day-ahead- sowie der tatsächlich realisierte Fahrplan je Bilanzgruppe und Regelzone. Diese Änderungen wurden bereits Anfang 2013 durchgeführt bzw. umgesetzt, sodass nunmehr lediglich eine Anpassung an die bestehende Praxis vorgenommen wird.

Ebenfalls entfallen ist die Meldepflicht für nachgelagerte Netzbetreiber, die nunmehr keine Lastprognose mehr abzugeben haben. Da viele unterlagerte Netzbetreiber bereits bisher ihre Lastprognose auf die nachgelagerten Netze ausgedehnt haben, ist damit weder ein Informationsverlust noch ein wesentlicher Mehraufwand gegeben. In diesem Zusammenhang ist festzuhalten, dass

unterlagerte Netzbetreiber Vorschauen für nachgelagerte Netze nur in dem Umfang durchführen können, als ihnen die entsprechenden Informationen zur Verfügung stehen.

Neu aufgenommen wurde die Verpflichtung für den Regelzonenführer, eine Lastprognose und eine Erzeugungsprognose für die gesamte Regelzone zu übermitteln. Die vom Regelzonenführer nunmehr auch für Zwecke der Energielenkung zu übermittelten Daten entsprechen den bereits auf ihrer Website in Erfüllung der Verpflichtungen gemäß Z 5.5 lit. d des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel publizierten Informationen.

Der Zeitpunkt für die tägliche Datenübermittlung wurde an die bestehenden Meldetermine für die Fahrplananmeldung angepasst. Die Vorschaudaten sind nunmehr bis 17. 30 Uhr statt wie bisher bis 14.30 Uhr zu übermitteln. Damit ist einerseits sichergestellt, dass von den Bilanzgruppenverantwortlichen Änderungen im Kraftwerkseinsatz, die sich aufgrund der Fahrplanabstimmung ergeben, berücksichtigt werden können. Andererseits wird damit dem Regelzonenführer für die Aufbereitung und Übermittlung der Fahrplandaten eine entsprechende Bearbeitungszeit eingeräumt. Die Termine für die Vier-Wochen-Vorschauen blieben unverändert.

Neu aufgenommen wurde die Verpflichtung, auf Anfrage der E-Control eine Dokumentation der Prognosemethoden zu übermitteln. Dies dient der Überprüfung der Qualität der Prognosen aber auch einem Informations- und Erfahrungsaustausch zu diesem Thema.

Zu § 11 – Jahresvorschauen

Die Kenntnis über die Verfügbarkeit insbesondere von Speicher- und von Wärmekraftwerken ist eine wesentliche Information auch und vor allem im Rahmen der Energielenkung. In Erweiterung der bisherigen Regelung wird der Fokus verstärkt auf die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten und auf die Aktualität der Informationen gelegt, sodass zusätzlich zu den bisher halbjährlich zu meldenden Revisionsplänen auch entsprechende Informationen über die geplante Verfügbarkeit(en) zu melden sind. Dies sind Informationen, die durchaus einem stabilen und vorausschauenden Netzbetrieb dienen und sich deshalb auch in den entsprechenden Regelwerken wiederfinden.

Aufgrund ähnlicher Meldepflichten insbesondere im Rahmen der sonstigen Marktregeln aber auch internationaler Verpflichtungen wie der europäischen Regelungen bezüglich Netzzugangsbedingungen, wurde die bisher halbjährliche Vorschau auf eine Jahresvorschau umgestellt. Die von den Vorschauen betroffenen Kraftwerke wurden um die Speicherkraftwerke erweitert, während Laufkraftwerke und Anlagen der Eigenerzeuger, trotz ähnlicher Regelungen in den anderen Regelwerken, derzeit aus Sicht der Energielenkung ausgeklammert blieben. Da Änderungen der Vorschauen ebenso wie Ausfälle gravierende Auswirkungen auf die Verfügbarkeit des Kraftwerksparks haben, sind entsprechende Ereignisse, sofern eine Leistung von mehr als 25 MW über eine Dauer von zumindest 24 Stunden betroffen ist, nunmehr ebenfalls zu melden. Bezüglich der möglichen Gründe für eine Reduktion der Verfügbarkeit wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass nicht nur anlagenspezifische sondern auch netzseitige Einschränkungen zu berücksichtigen sind.

Die für Zwecke der Energielenkung bestehende Untergrenze von 25 MW entspricht den österreichischen Gegebenheiten und wurde beibehalten.

Die bisherige Meldeverpflichtung von Übertragungskapazitäten zu anderen Regelzonen und

insbesondere zum Ausland sowie zwischen Übertragungsnetz und unterlagerten Netzen wird ersatzlos gestrichen, da diese Erhebungsinhalte in detaillierterer Form den Regelzonenführern unter anderem als Marktinformationen zur Verfügung stehen und teilweise zu publizieren sind.

Zu § 12 – Informationspflicht bei Eintritt kritischer Ereignisse

Im Falle kritischer Ereignisse, wie etwa 2013 das gleichzeitige Auftreten eines Jahrhunderthochwassers an der Donau, von Schäden an wesentlichen Transportleitungen infolge von Murenabgängen sowie von technischen Problemen in wichtigen Netzknoten oder die Fortpflanzung von IT-Problemen, soll eine möglichst rasche Information der mit Aufgaben im Rahmen der Energielenkung betrauten Stellen gewährleistet sein.

Dementsprechend werden erstmals im Rahmen der E-EnLD-VO Informationspflichten festgelegt, welche die E-Control und gegebenenfalls auch die Regelzonenführer in die Lage versetzen sollen, rasch eventuell notwendige Schritte im Rahmen des Krisenmanagements zu setzen.

Die Netzbetreiber und öffentlichen Erzeuger werden dazu verpflichtet, im Falle des Eintretens kritischer Ereignisse in ihrem Bereich, für welche gravierende Auswirkungen auf das Übertragungsnetz anzunehmen sind, umgehend dem betroffenen Regelzonenführer mitzuteilen.

Da eine rein österreichische Betrachtung durch Gegenüberstellung von Kraftwerkskapazitäten und Verbrauchsdaten infolge der starken internationalen Verflechtungen der Elektrizitätswirtschaft nicht ausreichend sein wird, ist eine Erweiterung der Informationen im Zusammenhang mit möglichen Deckungsproblemen auch auf internationaler Ebene sinnvoll. Dabei kommt den Marktteilnehmern (Bilanzgruppen) und Marktplätzen (Strombörse) eine besondere Bedeutung zu, da bei diesen eine Übersicht über tatsächlich verfügbare / vermarktbar Kapazitäten – auch über Grenzen hinweg – vorhanden ist. Indikatoren für krisenhafte Verhältnisse könnten dabei z.B. außergewöhnlich hohe Preise an den Börsen oder Deckungsprobleme bei Bilanzgruppen sein. Derartige Informationen liegen weder den Regelzonenführern noch der E-Control vor, bzw. ist derzeit eine richtige Interpretation nicht immer möglich.

Anzumerken ist, dass die im EnLG 2012 auf die E-Control fokussierte Übermittlungspflicht für den Fall eines kritischer Ereignisses, das Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben kann, nunmehr auch auf die Regelzonenführer ausgedehnt wird. Ausschlaggebend dafür waren einerseits die bei kritischen Ereignissen nicht immer absehbaren technischen Folgen. Andererseits wären bei ausschließlicher Information der E-Control durch nachgelagerte Netzbetreiber oder öffentliche Erzeuger gänzlich neue Informationswege zu definieren, während die Kommunikation zwischen Regelzonenführern und Netzbetreibern bzw. Marktteilnehmern bereits normiert und über 24 Stunden gewährleistet ist. Darüber hinaus sieht § 15 Abs. 9 EnLG 2012 die Weitergabe von „für die Vorbereitung und die operative Durchführung erforderlichen Daten“ an die Regelzonenführer vor, was für den hier gegebenen Ausnahmefall eines kritischen Ereignisses die direkte Information gerechtfertigt erscheinen lässt. In allen anderen Fällen werden die notwendigen Daten von der E-Control zur Verfügung gestellt, außer die Regelzonenführer verfügen bereits über die entsprechenden Daten.

Zu § 13 – Erweiterte Datenmeldung bei Einschränkung der vertraglichen Lieferungen von Erdgas

Wenn im Erdgasbereich eine Einschränkung von vertraglichen Lieferungen um mehr als 30 % (siehe

entsprechende Regelungen in der G-EnLD-VO 2014) besteht, gelten erweiterte Meldepflichten für erdgasrelevante Daten. Betroffen davon sind unter anderem Betreiber von erdgasbefeuerten Kraftwerken sowie jene Bilanzgruppen, denen diese angehören. Entsprechend werden die Bilanzgruppenverantwortlichen verpflichtet, im Anlassfall in Erweiterung der Bestimmungen nach § 8 Abs. 1 Z 1 entsprechende Kraftwerksfahrpläne zu melden. Dies entspricht dem bisherigen Meldeumfang, wobei gegenüber der bisherigen Regelung die Meldung von Substitutionsmöglichkeiten für Erdgas gestrichen wurde.

Den Regelzonenführern (anstatt wie bisher den Übertragungsnetzbetreibern) wird die Erstellung einer eigenen täglichen Situationsbewertung sowie auf Aufforderung der E-Control einer Bewertung verschiedener, durch die E-Control vorgegebene Szenarien.

Ein Weiterbestehen der Meldepflichten über einen Zeitraum von drei Werktagen nachdem der Engpassfall im Erdgasbereich beendet ist, soll gewährleisten, dass das besondere Monitoring der Versorgungssituation über einen angemessenen Zeitraum aufrechterhalten werden kann.

Im Wesentlichen entsprechen die Regelungen den bisher bestehenden und wurden bereits mehrmals im Rahmen von Übungen getestet.

Zu § 14 – Erweiterungen im Krisenfall

Im Zusammenhang mit den Erweiterungen im Krisenfall ist festzuhalten, dass die vor Eintreten einer Krise nicht bekannten bzw. nicht zur Verfügung stehenden Daten im Krisenfall kaum zusätzlich in das System eingebracht werden können. Aus diesem Grund wurde generell darauf verzichtet, im Krisenfall Erhebungsuntergrenzen herab zu setzen und damit neue Meldepflichten zu begründen oder neue Erhebungsinhalte zu definieren. Auch wurde die ausschließlich im Krisenfall vorgesehene direkte Übermittlung von Daten an den Regelzonenführer auf dessen Wunsch aus den Bestimmungen gestrichen.

Die Erweiterungen, die im Wesentlichen eine Verkürzung von Meldeterminen darstellen, sollen eine möglichst kurze Reaktionszeit und somit eine rasche Umsetzung von Maßnahmen erlauben. Sie entsprechen großteils den bestehenden Regelungen und wurden bereits mehrmals im Rahmen von Übungen getestet. Um im Krisenfall das Funktionieren dieser erweiterten Meldepflichten zu garantieren, wird jährlich für den 15. Oktober eine entsprechende testweise Datenübermittlung vorgeschrieben.

Zu § 15 – Erhebungen zum Monitoring der Versorgungssicherheit

Für Zwecke des in § 15 Abs. 1 EnLG 2012 explizit angeführten Monitoring der Versorgungssicherheit sind, über die anderen Bestimmungen der Energielenkungsdaten-VO hinaus, einige zusätzliche Erhebungsinhalte zu definieren. Insbesondere sind dies Informationen über die in Planung und in Bau befindlichen Kapazitäten sowohl im Netzbereich wie auch auf der Erzeugungsseite. Darüber hinaus ist es auch notwendig, geplante Änderungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz sowie durchgeführte und geplante Maßnahmen in die Abschätzungen einzubeziehen. Die Erhebungsinhalte der Absätze 1 und 2 entsprechen dem derzeitigen Umfang, wobei einige Klarstellungen vorgenommen wurden.

Zur Ermittlung der Verfügbarkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen werden Daten von Kraftwerken über 25 MW Leistung erfasst. Die für Speicher- und Wärmekraftwerke von den öffentlichen Erzeugern

zu meldenden Nichtverfügbarkeiten entsprechen dem bisherigen Erhebungsumfang. Angemerkt wird, dass die Erhebungen bei den Speicherkraftwerken sich auf Jahresspeicher bzw. auf Kraftwerksgruppen konzentrieren.

Um entsprechende Kennzahlen auch für Lauf- und Windkraftwerke ermitteln zu können, werden über die von den Erzeugern bereits bisher gemeldeten Daten hinaus auch die von den Netzbetreibern bereits im Rahmen der Tageserhebungen zu meldenden viertelstündlichen Einspeisemengen der großen Laufkraftwerke sowie der Windkraftwerke herangezogen, wie sie gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 und 4 erhoben werden. Auf eine nochmalige Festlegung dieser Meldepflichten wird zur Vermeidung von Unklarheiten verzichtet. Neu aufgenommen wurde dafür die monatliche Meldung der an das öffentliche Netz angeschlossenen Einspeiseleistung von Windkraftwerken als Bezugsgröße für die Einspeisemengen. Bezüglich der Photovoltaik wird die monatliche Entwicklung der Anschlussleistung als erste Kennzahl für eventuell noch zu definierende Kennzahlen erfasst. Die entsprechenden Daten sind von den Netzbetreibern für ihr jeweiliges Netz zu übermitteln.

Entsprechend § 15 Abs. 2 EnLG 2012 ist die Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich zu monitorieren, wobei insbesondere die Qualität und der Umfang der Netzwartung umfasst sein sollen. In diesem Zusammenhang wird darauf verwiesen, dass die Versorgungszuverlässigkeit als ein Teil der Versorgungssicherheit zu verstehen ist, weshalb auch die Zuverlässigkeit der Netze zu erheben ist.

Mit dem Ziel einer europäischen Harmonisierung der Kennzahlen, die die Zuverlässigkeit beschreiben, sowie der entsprechenden Erhebungen wird im „5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply“ (5th BMR) die generelle Empfehlung abgegeben, die Erhebung auf alle Unterbrechungen auf allen Spannungsebenen auszuweiten. Entsprechend diesen Empfehlungen und in Anlehnung an die im Rahmen der Netzdienstleistungsverordnung Strom 2012 in der Fassung der Novelle 2013 (END-VO 2012 idF Novelle 2013, BGBl Nr. II 477/2012 – Novelle 2013 BGBl Nr. II 192/2013 festgelegte Verpflichtung der Netzbetreiber, alle Unterbrechungen ab einer Dauer von einer Sekunde zu erfassen und der Regulierungsbehörde zu melden, wurden die statistischen Erhebungen entsprechend angepasst. Im Sinne einer Vermeidung von übermäßigen Belastungen der Auskunftgebenden vereinfacht diese Anpassung bzw. Harmonisierung der statistischen Erhebungen den Netzbetreibern die Erfassung der Daten.

Durch die nachweisliche Abhängigkeit der Versorgungszuverlässigkeit von der Bevölkerungsdichte und im Lichte der Empfehlung des 5th BMR, werden Zuverlässigkeitskennzahlen nach regionalen Gesichtspunkten sowie nach Endverbrauchergruppen unterschieden. Die Untergliederung nach regionalen Gesichtspunkten erfolgt unter sinngemäßer Anwendung der Stadt-Land-Typologie der Europäischen Kommission, wobei allerdings im Sinne einer Minimierung der Belastung nur nach überwiegend ländlichen, intermediären und überwiegend städtischen Gebieten unterschieden wird. Angemerkt wird, dass eine Differenzierung nach Kundengruppen und Versorgungsgebieten im Wesentlichen einer Objektivierung der Ergebnisse dient und damit eine bessere Vergleichbarkeit von strukturell zum Teil stark unterschiedlichen Versorgungsgebieten erreicht werden kann.

Das EnLG 2012 sieht in § 14 letzter Absatz eine Ausnahmeregelung für Kraftwerke vor, die zur Erbringung von Systemdienstleistungen und zur Abdeckung von Leistungsspitzen innerhalb von Regelzonen dienen. Dementsprechend sind derartige Kraftwerke von den Erzeugern zu benennen, wobei angemerkt wird, dass eine Präqualifikation zur Erbringung von Systemdienstleistungen alleine

nicht unbedingt den Bedingungen des EnLG 2012 entsprechen muss.

Zu § 16 – Ansprechpersonen und Krisenverantwortliche

Die erstmals für die Energielenkungsdaten-VO 2006 definierte Benennungs- und Meldepflicht von jenem Personenkreis, der für die Datenerfassung und -übermittlung einerseits sowie für die Umsetzung eventuell notwendiger Lenkungsmaßnahmen andererseits verantwortlich ist, hat sich als ein wesentliches „Kriseninstrument“ herausgestellt. Einerseits konnten dadurch den in den Ablaufplänen und vor allem bei den Informationsflüssen definierten Schnittstellen Namen von Verantwortlichen hinterlegt und damit konkretisiert werden. Andererseits ist durch die Benennung der Verantwortlichen auch bei den Verbrauchern (im konkreten Fall bei den Großverbrauchern sowie den Eigenerzeugern) das Bewusstsein bezüglich Energielenkung und Krisenvorsorge deutlich gestiegen. Befürchtungen, dass insbesondere Industriebetriebe kein Verständnis für zusätzliche Meldungen im Rahmen der Energielenkung haben werden, sind unbegründet geblieben: die Rückantwortquote liegt etwa für die Erhebungen gemäß § 7 Abs. 2 (früher § 8 Abs. 7) – Erhebungen zum 15. Oktober – bei den Großverbrauchern bei weit über 90 %.

Die Benennung einer im Krisenfall jederzeit erreichbaren Stelle, über welche die Verantwortlichen kontaktiert werden können, wird auf alle Erzeuger, die Kraftwerke mit einer Engpassleistung von zumindest 25 MW betreiben, ausgedehnt. Damit soll im Falle einer Krise bzw. bei Gefahr in Verzug die Benachrichtigung des Krisenmanagements so rasch als möglich erfolgen können.

IN diesem Zusammenhang wird auf die in § 15 Abs. 6 zweiter Satz EnLG 2012 definierte explizite Anzeigepflicht für „Personen, die innerbetrieblich für die Umsetzung von Lenkungsmaßnahmen zuständig sind“ hingewiesen.

Zu § 17 – Übungen

Die Durchführung von Übungen, die im Krisenfall ein Funktionieren der Abläufe insbesondere im Zusammenhang mit der Datenerfassung, -übermittlung, -auswertung und -analyse gewährleisten sollen, war ebenfalls eine Neuerung der Energielenkungsdaten-VO 2006. Dass nunmehr eine entsprechende Regelung im § 15 Abs. 11 EnLG 2012 aufgenommen worden ist, unterstreicht die Richtigkeit der seinerzeitigen Entscheidung.

Der die Übungen betreffende Regelungsgegenstand ist inhaltlich unverändert geblieben.

Nach Möglichkeit werden die Termine für Übungen sowie die entsprechenden Szenarien rechtzeitig, d.h. zumindest ein Monat im Vorhinein, den Teilnehmern bekannt gegeben.

Zu § 18 – Melde- und Auskunftspflichten

Die Regelungen sind unverändert. Es wurden zusätzlich die Bilanzgruppenmitglieder als Meldepflichtige aufgenommen, da sie gemäß § 9 Abs. 4 (bisher § 5 Abs. 3) dem jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen die zur Erstellung der Tages- und Vier-Wochen-Vorschauen notwendigen Basisinformationen bereit zu stellen haben. Auch wurden die Strombörsen als Meldepflichtige aufgenommen.

Zu § 19 – Datenformate

Generell wird die Datenübermittlung in elektronischer Form oder über Eingabe auf einer, von der E-Control eventuell einzurichtenden, elektronischen Eingabepattform vorgeschrieben.

Die elektronische Form der Datenübermittlung wird einerseits aufgrund der unbestrittenen Zweckmäßigkeit und andererseits aufgrund der Tatsache, dass der Datenaustausch zwischen sämtlichen Marktteilnehmern etwa im Rahmen der Regelungen zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz in elektronischer Form erfolgt und somit zumindest teilweise auf bereits definierte Formate bzw. Kommunikationswege zurück gegriffen werden kann, verordnet. In diesem Zusammenhang versteht es sich von selbst, dass überall dort, wo bereits definierte Datenformate verwendet werden, diese auch zur Übermittlung der hier zu meldenden Daten Verwendung finden. Insbesondere handelt es sich dabei um MSCONS- oder um Fahrplan-Formate.

Zu § 20 – Weitergabe und Verwendung von Daten

Die Verwendung der im Rahmen der gegenständlichen Verordnung erfassten Daten ausschließlich für Zwecke der Energielenkung wird hier nochmals festgeschrieben.

§ 15 Abs. 9 EnLG 2012 verpflichtet die E-Control, „den Regelzonenführern und den Landeshauptmännern die für die Vorbereitung und die operative Durchführung erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen, wobei diese Verpflichtung hier konkretisiert wird:

- Den Landeshauptmännern werden auf Anfrage entsprechend aufbereitete Verbrauchskennzahlen, herunter gebrochen auf Tagesganglinien, Monats- bzw. Jahreswerte, zur Verfügung gestellt, wobei die Detaillierung entsprechend den Erhebungsinhalten unterschiedlich ist. Diese Kennzahlen sind zur Vorbereitung und Evaluierung entsprechender verbrauchsseitiger Maßnahmen im jeweiligen Bundesland bzw. zur Ermittlung des Landesverbrauchskontingents unumgänglich.
- Den Regelzonenführern werden zur Erfüllung ihrer Aufgaben notwendige Daten ebenfalls auf Anfrage zur Verfügung gestellt. Infolge der Sensibilität soll die Übermittlung möglichst aktuell erfolgen, bei Jahreswerten bis zum 31. Mai des Folgejahres der Erhebung.

Bezüglich einer Abgrenzung der Informationen (Daten) auf das jeweilige Bundesland, wie sie für Lenkungsmaßnahmen im Rahmen der Landesverbrauchskontingente notwendig ist, wird ausdrücklich festgehalten, dass diese nur in jenem Maß und mit jener Genauigkeit durchgeführt werden kann, wie es die erhobenen bzw. gemeldeten Daten erlauben. So kann etwa der Stromverbrauch von Haushalten sowohl in seiner saisonalen Struktur wie auch in seiner regionalen Komponente bestenfalls abgeschätzt werden.

Zusätzliche Informationen, die die Landeshauptmänner zur Erfüllung ihrer Aufgaben etwa gemäß § 14 Z 6 i.V.m. § 20 EnLG 2012 benötigen, wären von den Landeshauptmännern entsprechend zu definieren. Sinngemäß gilt dies auch für die Regelungs- bzw. Erhebungsinhalte gemäß § 14 Z 4 und 5 EnLG 2012, da die entsprechenden Normen teilweise nicht Bundeskompetenz sind.

§ 15 Abs. 8 EnLG 2012 weist ausdrücklich darauf hin, dass für Zwecke der Energielenkung andere Daten, insbesondere auch solche, „die dem Regelzonenführer im Rahmen des Engpassmanagements zur Verfügung stehen“, für Zwecke der Energielenkung herangezogen werden können. Diesem Umstand wird insbesondere durch die hier festgeschriebene Verpflichtung der Regelzonenführer Rechnung getragen, die Meldung von Daten gemäß §§ 2 und 3 (Viertelstundenwerte), §§ 9 und 10 (Vorschauwerte und Revisionspläne), § 8 Abs. 1 (Netzdaten) sowie gemäß § 12 Abs. 1 Z 1 (erweiterte Vorschauwerte im Engpassfall) unter Einhaltung der geforderten Qualität und Termine aus bereits

vorhandenen (Betriebs)Daten vorzunehmen. Der Regelungsumfang entspricht dem bisherigen.

Über diese verpflichtende Regelung zur Verwendung von bereits bei den Regelzonenführern vorhandenen Daten hinaus, wird analog den bisherigen Bestimmungen wieder die Möglichkeit einer (freiwillig) zu vereinbarenden Delegation der Datenübermittlung eröffnet.

In beiden Fällen werden die Meldepflichtigen von ihrer jeweiligen Meldepflicht an die E-Control entbunden. Allerdings wird in diesem Zusammenhang ausdrücklich darauf hingewiesen, dass in jedem Fall die ursprünglichen Meldepflichten uneingeschränkt gelten.

Bezüglich der Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung von Meldeinhalten wird festgehalten, dass sich Meldepflichtige sogenannter Datendienstleister bedienen können und dies teilweise bereits tun. Die Meldepflicht an sich besteht allerdings für den Meldepflichtigen, nicht für den Dienstleister.

Zu §§ 21 und 22 – Übergangsbestimmungen und In-Kraft-Treten

Da die Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2014 mit 1. Juli 2014 in Kraft tritt, sind entsprechende Übergangsbestimmungen notwendig. Insbesondere davon betroffen sind neue oder geänderte unterjährige Erhebungen sowie die Meldepflichten im Rahmen des § 15 Abs. 4 (Ermittlung der Verfügbarkeit von Netzen). Für letztere gelten die bestehenden Bestimmungen für das gesamte Berichtsjahr 2014 weiter, da eine unterjährige Umstellung weder sinnvoll noch praktikabel erscheint. Für erstere werden entsprechende Übergangsregelungen definiert.