

Erläuterungen

Allgemeiner Teil

I. Hintergrund des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaketes

Die Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union verständigten sich beim Europäischen Rat in Brüssel am 23. – 24. Oktober 2014 auf die zentralen Ziele, bis 2030 die Treibhausgasemissionen auf Unionsebene gegenüber 1990 um mindestens 40 % zu senken, den Anteil der aus erneuerbaren Quellen erzeugten Energie am Gesamt-Energieverbrauch der Union auf mindestens 27 % zu erhöhen und die Energieeffizienz um mindestens 27 % zu steigern.

In den Schlussfolgerungen vom 19. und 20. März 2015 verpflichtete sich der Europäische Rat zum Aufbau einer Energieunion, die sich auf fünf Dimensionen erstreckt: Energieversorgungssicherheit; ein vollständig integrierter Energiebinnenmarkt; Energieeffizienz; Verringerung der CO₂ Emissionen; Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.

Zur Umsetzung der Energieunion und der europäischen Klima- und Energieziele legte die Europäische Kommission im November 2016 das acht Legislativvorschläge umfassende Maßnahmenpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ vor. Mit der Neufassung der Richtlinie 2009/28/EG als Teil des Maßnahmenpaketes wurde als neues verbindliches Ziel der Union die Erreichung eines Anteils von mindestens 32 % an Energie aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 festgelegt. Das Energieeffizienzziel wurde durch die Änderung der Richtlinie 2012/27/EU auf 32,5% angehoben.

Eingebettet in den europäischen Rechtsrahmen und als Beitrag zur Umsetzung der Unionsziele ist es das Ziel der Österreichischen Bundesregierung, die Stromversorgung bis 2030 auf 100 % (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Energieträgern umzustellen und Österreich bis 2040 klimaneutral zu machen.

Ein wesentliches Element zur Zielerreichung ist die Förderung des Ausbaus von erneuerbaren Energien. Das Ökostromgesetz 2012 bildet seit seinem Inkrafttreten im Juli 2012 die gesetzliche Grundlage für ein bundesweites Fördersystem der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Es beruht in seiner Förderstruktur auf den Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen vom 1. April 2008 und wurde von der Europäischen Kommission für eine Dauer von zehn Jahren genehmigt. Mit dem Auslaufen der Genehmigung ist eine Anpassung des Fördersystems an die geänderten beihilferechtlichen Vorgaben erforderlich. Diese Vorgaben sind darauf gerichtet, die Marktintegration von erneuerbaren Energien zu maximieren und unnötige Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

Im Rahmen der Neugestaltung eines dem europäischen Beihilferecht entsprechenden Regelwerks zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung werden mit dem vorliegenden Gesetzespaket wesentliche Regelungsbereiche des „Saubere Energie für alle Europäer“-Paketes, insbesondere die Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und Teile der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, umgesetzt, und damit einhergehend wichtige Systeminnovationen implementiert.

Eine der zentralen Systeminnovationen ist die Einbringung von erneuerbarem Gas und Wasserstoff in das Energiesystem, indem mittels Investitionsförderungen für Produktionsanlagen der Anteil von erneuerbarem Gas im österreichischen Gasnetz erhöht werden soll. Eine weitere Systeminnovation ist die Ermöglichung der Gründung von Energiegemeinschaften, die maßgeblich dazu beitragen sollen, dezentralisierte Versorgung zu fördern und Bürger und Bürgerinnen stärker an der Energiewende teilhaben zu lassen.

Weiters werden regulatorische Freiräume („Sandboxes“) für Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Erprobung innovativer Ideen im Bereich erneuerbare Energien geschaffen.

Der integrierte österreichische Netzinfrastukturplan ist darauf gerichtet, die benötigte Energieinfrastruktur zur Erreichung der 2030-Ziele (einschließlich sektor- und technologiespezifischer Maßnahmen) durch eine Zusammenschau der Sektoren bereitzustellen, insbesondere durch Identifikation von Eignungszonen für Erzeugungs-, Speicher- und Konversionsanlagen sowie Leitungen.

Mit den Novellen des EIWOG 2010, des GWG 2011, des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau alternativer Kraftstoffe, des WKLG sowie des Starkstromwegesgesetzes 1968 und des Starkstromwege-Grundsatzgesetzes werden die notwendigen legislativen Begleitmaßnahmen zur Integration erneuerbarer Energiequellen in das Energiesystem und zur Implementierung der Systeminnovationen gesetzt.

Die Novellen des GWG 2011, des EnLG 2012 und des E-ControlG dienen zudem der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692 (Änderung der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG), der Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (Gas-SoS-VO) und der Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG (Strom-SoS-VO).

II. Eckpunkte und Inhalt des Gesetzepaketes

Dem Entwurf liegen neben redaktionellen Änderungen nachstehende Eckpunkte zugrunde:

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

1. Zieldefinition bis 2030
2. Marktprämien zur Förderung der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und Biogas
 - a. Berechnung der Marktprämie aus der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Referenzmarktpreis (Biomasse und Biogas) oder Referenzmarktwert (Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik);
 - b. technologiespezifische Ausschreibungen für Photovoltaik und Biomasse zur Ermittlung des anzulegenden Wertes;
 - c. Festlegung des anzulegenden Wertes durch Verordnung für Wasserkraft, Windkraft, Biogas und kleine Anlagen auf Basis von Biomasse;
 - d. Nachfolgeprämien für bestehende Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas;
 - e. Wechselmöglichkeit für Anlagen mit einem aufrechten Fördervertrag nach dem ÖSG 2012;
3. Investitionszuschüsse für die Errichtung und Erweiterung von Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen
4. Investitionszuschüsse für die Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas
5. Investitionszuschüsse für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff
6. Einrichtung einer EAG-Förderabwicklungsstelle
7. Einrichtung einer Servicestelle für erneuerbare Gase
8. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften
 - a. Umsetzung von Art. 22 der Richtlinie (EU) 2018/2001;
 - b. Schaffung einer Grundlage für die Gründung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zur gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen;
 - c. offene und freiwillige Teilnahme und keine Einschränkung der freien Lieferantenwahl der Teilnehmer;
 - d. Möglichkeit der Förderung von Erzeugungsanlagen durch Investitionszuschuss;
9. Herkunftsnachweise für erneuerbare Energie
 - a. Anpassung des bisher im ÖSG 2012 geregelten Herkunftsnachweisystems für Strom aus erneuerbaren Quellen an Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Ausweitung auf erneuerbare Gase und aus erneuerbarer Energie hergestellten Wasserstoff;
 - b. Nachweisssystem für Wärme und Kälte;
 - c. Grüngassiegel und Grünzertifikate;
 - d. Generierung des Anlagenregisters aus den Daten der Herkunftsnachweisdatenbank, in dem nach dem Vorbild des deutschen Marktstammdatenregisters alle Erzeugungsanlagen erfasst und ausgewählte Daten veröffentlicht werden sollen;
10. Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel
 - a. Übernahme und Anpassung des bisher im ÖSG 2012 geregelten Aufbringungsmechanismus unter Weiterführung des Ökostromförderbeitrags und der Ökostrompauschale als Erneuerbaren-Förderbeitrag und Erneuerbaren-Förderpauschale;
 - b. Maßgeblichkeit der fiktiven Netzebene der Bezugsleistung zur Berechnung der Erneuerbaren-Förderpauschale bei Überschusseinspeisung;
 - c. Einhebung eines Grüngas-Förderbeitrags von an das öffentliche Verteilernetz angeschlossenen Endverbrauchern;
 - d. Befreiung von der Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags und des Grüngas-Förderbeitrags für innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft bezogene Energie;
 - e. Reduktion der Erneuerbaren-Förderpauschale für Saisonbetriebe;

- f. Kostenbefreiung für einkommensschwache Haushalte;
- 11. Monitoring und Transparenz
 - a. Erweiterung des bisherigen Ökostromberichts zum EAG-Monitoringbericht;
 - b. Evaluierung des Fördersystems (Art. 6 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001);
 - c. Pflicht der EAG-Förderabwicklungsstelle zur kontinuierlichen Berichterstattung an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie;
 - d. Veröffentlichung von Förderungen ab 100.000 Euro;
- 12. Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan.

Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012)

1. Weitergeltung und Anpassung der notwendigen Bestimmungen zur Abwicklung der bestehenden Förderverträge
2. Angleichung der Berechnung des Marktpreises für zugewiesene Strommengen an das EAG
3. Aufhebung der Größenbeschränkung für Photovoltaikanlagen im Fall von Erweiterungen.

Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010)

1. Bürgerenergiegemeinschaften
 - a. Umsetzung von Art. 16 der Richtlinie (EU) 2019/944;
 - b. Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie über das gesamte Marktgebiet und über Konzessionsgebiete verschiedener Netzbetreiber;
 - c. offene und freiwillige Teilnahme und keine Einschränkung der freien Lieferantenwahl der Teilnehmer;
 - d. Regelungen zur Vermessung und Verrechnung orientiert an der Systematik des § 16a EIWOG 2010;
 - e. Zulässigkeit des Eigentums an und des Betriebs von Verteilernetzen;
2. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften
 - a. Umsetzung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Elektrizitätsbereich;
 - b. Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen unter Wahrung des Nähekriteriums (Erfordernis der Verbindung von Verbrauchsanlagen und Erzeugungsanlagen über ein Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz);
 - c. Regelungen zur Vermessung und Verrechnung orientiert an der Systematik des § 16a EIWOG 2010;
 - d. Zulässigkeit des Eigentums an und des Betriebs von Verteilernetzen;
3. Vereinfachter Netzzutritt für Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern
 - a. Umsetzung des Art. 17 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Einführung eines Anzeigeverfahrens für den Netzzutritt kleiner Erzeugungsanlagen sowie von Demonstrationsprojekten bis 20 kW;
 - b. Abbau von bürokratischen und finanziellen Hürden für Photovoltaikanlagen, die an einem bestehenden Verbrauchsanschluss an das Netz angeschlossen werden;
 - c. Einführung einer neuen Transparenzbestimmung in § 20 EIWOG 2010, die Netzbetreiber dazu verpflichtet, verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren;
 - d. tarifliche Erleichterungen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger;
4. Ermöglichung des Eigentums von Netzbetreibern an Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas sowie der Errichtung, Verwaltung und des Betriebs solcher Anlagen durch Netzbetreiber (Umsetzung von Art. 36 und 54 der Richtlinie (EU) 2019/944)
5. Grundlage für die Erlassung eines anteiligen begünstigten Netztarifs („Ortstarif“) für die Mitbenützung des öffentlichen Netzes innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften
6. Regulatorische Freiräume („Sandboxes“)
 - a. Schaffung regulatorischer Freiräume zu Zwecken der Erprobung innovativer Ideen, die die Energiewende vorantreiben (gesetzliche Experimentierklausel);
 - b. Ermächtigung der Regulierungsbehörde, bescheidmäßig Ausnahmen von den Bestimmungen betreffend Systemnutzungsentgelte zu gewähren;

- c. Forschungs- und Demonstrationsprojekte, die gesetzlich verankerte Ziele verfolgen und in einem vorgelagerten Auswahlverfahren im Sinne dieser Ziele als förderwürdig eingestuft wurden, können einen Antrag auf Erteilung einer Ausnahme stellen;
 - d. Forschungs- und Demonstrationsprojekte müssen den Nachweis einer Förderentscheidung gemäß § 16 FTFG oder im Rahmen eines äquivalenten europäischen Förderprogrammes erbringen, um einen Ausnahmeantrag zu stellen;
7. Überarbeitung des Nachweis- und Kennzeichnungssystems in Anlehnung an die entsprechenden Bestimmungen im EAG.

Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)

1. Änderungen zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692
 - a. Verstärkte Einbindung der Mitgliedstaaten und allfälliger Drittstaaten, die von Ausnahmen gemäß § 42 GWG 2011 betroffen sein könnten;
 - b. Übereinkommen mit Drittstaaten über den Betrieb von Fernleitungen verlangen ein gemeinsames Vorgehen mit der Europäischen Kommission;
2. Anpassungen zur Umsetzung der Verordnung (EU) 2017/1938
3. Regulatorische Freiräume („Sandboxes“)
 - a. Schaffung regulatorischer Freiräume zu Zwecken der Erprobung innovativer Ideen, die die Energiewende vorantreiben (gesetzliche Experimentierklausel);
 - b. Ermächtigung der Regulierungsbehörde, bescheidmäßig Ausnahmen von den Bestimmungen betreffend Systemnutzungsentgelte zu gewähren;
 - c. Forschungs- und Demonstrationsprojekte, die gesetzlich verankerte Ziele verfolgen und in einem vorgelagerten Auswahlverfahren im Sinne dieser Ziele als förderwürdig eingestuft wurden, können einen Antrag auf Erteilung einer Ausnahme stellen;
 - d. Forschungs- und Demonstrationsprojekte müssen den Nachweis einer Förderentscheidung gemäß § 16 FTFG oder im Rahmen eines äquivalenten europäischen Förderprogramms erbringen, um einen Antrag gemäß § 78a GWG 2011 zu stellen;
4. Etablierung eines Nachweis- und Kennzeichnungssystems in Anlehnung an die entsprechenden Bestimmungen im EAG
5. Anpassungen zur Neuausrichtung der bestehenden Planungsinstrumente (langfristige und integrierte Planung, koordinierter Netzentwicklungsplan) an das Ziel der Klimaneutralität bis 2040
6. Änderungen zur Umsetzung der Richtlinie 2012/18/EU zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen, zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 96/82/EG des Rates, ABl. Nr. L 197 vom 24.07.2012 S. 1.

Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012)

1. Anpassungen zur Umsetzung der Verordnung (EU) 2017/1938
 - a. Verordnungen gemäß § 4 EnLG 2012 sind künftig auch im Solidaritätsfall zulässig;
 - b. Erweiterung des Maßnahmenkatalogs, der in Fällen der Versorgungssicherheit heranzuziehen ist;
 - c. Ermächtigung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum Abschluss von Ressortübereinkommen über Solidaritätsvereinbarungen;
2. Anpassungen zur Umsetzung der Verordnung (EU) 2019/941
 - a. Verordnungen gemäß § 4 EnLG 2012 sind künftig auch im Fall der Unterstützung in Form von regionalen oder bilateralen Maßnahmen zulässig;
 - b. Erweiterung des Maßnahmenkatalogs, der in Fällen der Versorgungssicherheit heranzuziehen ist;
 - c. Etablierung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie als zuständige Behörde für die Wahrnehmung der Aufgaben nach der Verordnung (EU) 2019/941;
 - d. Ermächtigung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum Abschluss von Ressortübereinkommen über regionale oder bilaterale Maßnahmen gemäß Art. 12 und Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 samt den erforderlichen technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen.

Energie-Control-Gesetz (E-ControlG)

1. Herauslösen der Bestimmungen zum Ladestellenregister
2. Ergänzung für Regelung in der Geschäftsordnung bei Stimmengleichheit im Vorstand
3. Ergänzung der Abberufungsgründe bei Vorstand und Regulierungskommission um grobe Pflichtverletzung
4. Änderungen zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692 (Änderung der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie)
5. Aktualisierung der Zusammensetzung des Regulierungsbeirates und des Energiebeirates.

Bundesgesetz zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe

1. Verankerung des Ladestellenregisters
2. Begleitende Regelungen zum Ladestellenregister mit dem Ziel, Verbraucherinnen und Verbraucher umfassend und diskriminierungsfrei zu informieren
 - a. Angabe der Ad-hoc-Preise, zu denen die jeweiligen Ladestationen Strom anbieten;
 - b. Verpflichtung für Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten, die in das Ladestellenverzeichnis eingepflegten Daten laufend zu aktualisieren;
 - c. Verpflichtung der Regulierungsbehörde (E-Control), an Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten und andere Dienstleister, die Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen an diesen erbringen, alphanumerische Identifikationszeichen zu vergeben;
 - d. Verpflichtung der Regulierungsbehörde, Maßnahmen zur besseren Vergleichbarkeit von an Ladestellen verrechneten Preisen zu entwickeln und umzusetzen;
3. Ermächtigung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, mittels Verordnung die Daten, die von den Betreibern von öffentlich zugänglichen Ladepunkten in das Ladestellenverzeichnis einzumelden sind, zu konkretisieren.

Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz (WKLG)

1. Einführung eines von Förderwerbern vorzulegenden Umstellungsplans (Dekarbonisierungspfad)
2. Festlegung ökologischer Kriterien bei der Vergabe der Fördermittel
3. Einführung eines neuen Fördergegenstands für Nahwärmenetze von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften
4. Weitere Anpassungen resultierend aus der Berücksichtigung jüngerer Technologien sowie der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. Nr. L 187 vom 26.06.2014 S. 1 (AGVO).

Starkstromwegesgesetz 1968 und Starkstromwege-Grundsatzgesetz

1. Abänderung der Bewilligungsfreistellung für Leitungsanlagen
2. Schaffung einer Rechtsgrundlage für die Beiziehung von nicht amtlichen Sachverständigen.

III. Kompetenzrechtliche Grundlagen:

Der Bund kann sich bei den einzelnen Vorhaben auf folgende Kompetenztatbestände stützen:

Art. 10 Abs. 1 Z 4 B-VG (Bundesfinanzen); Art. 10 Abs. 1 Z 6 B-VG (Zivilrechtswesen); Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG (Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie); Art. 10 Abs. 1 Z 10 B-VG (Wasserrecht; Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen, Sicherheitsmaßnahmen auf diesem Gebiet); Art. 12 Abs. 1 Z 2 (Elektrizitätswesen, soweit es nicht unter Art. 10 fällt); Art. 17 (Privatwirtschaftsverwaltung). Darüber hinaus wird für alle Bestimmungen, die keiner Bundeskompetenz zuzuordnen sind, eine im Verfassungsrang stehende Kompetenzdeckungsklausel statuiert oder sie sind als „Verfassungsbestimmung“ ausgewiesen.

Besonderer Teil

Zu Artikel 1 – Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

Zu § 1 (Kompetenzgrundlage und Vollziehung):

Die im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz geregelte Materie ist über weite Teile dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG (Elektrizitätswesen) zuzuordnen. Daher können die im EAG enthaltenen Regelungen nur unter Schaffung einer Kompetenzdeckungsklausel als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen werden. Die vorgesehene Kompetenzdeckungsklausel verankert daher eine Bundeszuständigkeit für die Erlassung, Änderung, Aufhebung und Vollziehung des EAG.

Zu § 4 (Ziele):

§ 4 verankert das Ziel der Österreichischen Bundesregierung, die Stromversorgung bis 2030 auf 100 % (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Quellen umzustellen sowie den Anteil an „grünem Gas“ im österreichischen Gasnetz auf 5 TWh zu erhöhen. Konkret soll bis 2030 die Jahresstromerzeugung aus Erneuerbaren unter Beachtung strenger Kriterien in Bezug auf Ökologie und Naturverträglichkeit um 27 TWh angehoben werden.

Im Vergleich zu heute entspricht das einer Steigerung um rund 50 %. Angesichts der teilweise langen Projektvorlaufzeiten ist absehbar, dass ein gewisser (kleinerer) Teil der für die 27 TWh erforderlichen Anlagen im Jahr 2030 noch nicht in Betrieb sein wird, auch wenn die gesamte Zubaumenge bis dahin bereits kontrahiert wird.

Entsprechend dem Regierungsprogramm 2020-2024 soll bis 2030 die Erzeugungskapazität bei Photovoltaik um 11 TWh, bei Windkraft um 10 TWh, bei Wasserkraft um 5 TWh und bei Biomasse um 1 TWh zugebaut werden. Der Zubau soll unter Berücksichtigung von Vorlaufzeiten einem zehnjährigen linearen Pfad folgen, um ein Stop-and-Go aufgrund jährlicher Kontingente in Hinkunft zu vermeiden.

Daten zur Ist-Erzeugung sind aktuell bis 2019 verfügbar. 2019 wurden rund 55,6 TWh erneuerbarer Strom erzeugt. Dieser Wert basiert auf den Berechnungsvorschriften der Richtlinie 2009/28/EG, inkludiert also u.a. Mittelungen über 15 Jahre bei der Wasserkraft- und über 4 Jahre bei der Windkrafterzeugung.

Geht man näherungsweise von den im ÖSG 2012 genannten technologiespezifischen Volllaststunden aus, korrelieren die 27 TWh mit einem Zuwachs an installierter Leistung von rund 17.000 MW.

Zu § 5 (Begriffsbestimmungen):

Z 1 setzt die Definition des Art. 2 Z 9 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 2: Der Anlagenbegriff bezieht sich allgemein auf Einrichtungen zur Erzeugung und Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Wie auch im ÖSG 2012 wird zur Bestimmung, ob eine oder mehrere Anlagen vorliegen, auf den technisch-funktionalen Zusammenhang abgestellt. Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen wird klargestellt, dass der technisch-funktionale Zusammenhang, sofern nicht abweichend bestimmt, durch den Zählpunkt gegeben ist.

Zu Z 3: Der Begriff des „anzulegenden Wertes“ ist dem deutschen Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG 2017) entnommen. Er ist ein Rechenwert zur Bestimmung der Höhe der auszuzahlenden Marktprämie. Der anzulegende Wert wird entweder im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt oder durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festgelegt.

Zu Z 6: Die Definition des Begriffes „befestigte Fläche“ entspricht im Wesentlichen der in den Förderrichtlinien zu § 27a ÖSG 2012 verwendeten Definition. Um die Versiegelung von Flächen zu vermeiden, werden Anlagen auf Flächen, die ausschließlich für die Errichtung der Anlage befestigt wurden, nicht gefördert.

Z 8 setzt die Definition des Art. 2 Z 24 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um. Die im ÖSG 2012 enthaltene Untergliederung in Abfälle mit hohem biogenen Anteil entfällt.

Z 9 setzt die Definition des Art. 2 Z 27 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 10: Die Definition von „Brennstoffnutzungsgrad“ entspricht der Definition im ÖSG 2012.

Zu Z 14: Die bereits im ÖSG 2012 verwendete Definition von „Engpassleistung“ betreffend Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen wird insofern geändert, als das Wort „Maschinensätze“ durch die technologieneutrale Formulierung „Komponenten“ ersetzt und die Dauerleistung im 24-Stunden-Mittel betrachtet wird.

Zu Z 15: Der „Ökostrom-Förderbeitrag“ des ÖSG 2012 als Aufschlag auf Teile des Systemnutzungsentgelts wird im EAG unter der neuen Bezeichnung „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ weitergeführt.

Zu Z 16: Die „Erneuerbaren-Förderpauschale“ entspricht der bisher im ÖSG 2012 normierten Ökostrompauschale.

Z 20 setzt die Definition des Art. 2 Z 32 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 21: Mit der Gebotsmenge bestimmt der Bieter den Umfang des Gebotes.

Z 25 setzt die Definition des Art. 2 Z 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 26: Der Grüngas-Förderbeitrag ist dem Erneuerbaren-Förderbeitrag nachgebildet. Er dient zur Deckung der erforderlichen Mittel für Förderungen im Bereich erneuerbarer Gase.

Z 30 setzt die Definition des Art. 2 Z 12 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 34: Während im ÖSG 2012 für die Durchschnittsberechnung auf die letzten drei Betriebsjahre abgestellt wurde, erfolgt im EAG eine Ausweitung auf die letzten fünf Betriebsjahre.

Zu Z 35: „Repowering“ bedeutet, dass alte Kraftwerksteile durch neue Anlagenteile, beispielsweise mit höherem Wirkungsgrad oder höherer Leistung, am gleichen Standort ersetzt werden. Bestandteile der schon vorhandenen Anlagen oder Infrastruktur können dabei gegebenenfalls weiterverwendet werden.

Z 36 und Z 37 setzen die Definitionen des Art. 2 Z 43 und 44 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 38: Die Revitalisierung von Wasserkraftanlagen stellt eine Sonderform des Repowerings dar. Im Unterschied zum ÖSG 2012 ist eine Revitalisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung über 20 MW im EAG bereits dann förderfähig, wenn die gesetzten Maßnahmen zu einer Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens führen. Bei Anlagen mit einer Engpassleistung bis 20 MW muss diese Erhöhung zumindest 10 % betragen. Bei gleichzeitiger ökologischer Adaptierung (etwa Einbau von Fischwanderhilfen, ökologisch notwendiger Mindestabfluss) muss die ursprüngliche Engpassleistung und das ursprüngliche Regelarbeitsvermögen zumindest erhalten bleiben. Wie bereits bisher im ÖSG 2012 setzt eine Revitalisierung voraus, dass zumindest zwei der wesentlichen Anlagenteile weiterverwendet werden, wobei auch Fischwanderhilfen als wesentlicher Anlagenteil gelten.

Zu Z 39: Die Definition von „Stand der Technik“ entspricht der Definition im ÖSG 2012.

Z 40 setzt die Definition des Art. 2 Z 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 43: Da Wirtschaftsdünger stets tierischer Herkunft sind, entfällt gegenüber der Definition des ÖSG 2012 die Beifügung „tierischer Herkunft.“

Zu § 6 (Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen):

Diese Bestimmung dient der Umsetzung der Art. 29 ff. der Richtlinie (EU) 2018/2001. Bisher war die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien auf den Kraftstoffbereich und auf Energie aus flüssigen Biobrennstoffen beschränkt. In der Ökostromproduktion spielten Anlagen auf Basis flüssiger Biobrennstoffe kaum eine Rolle. Mit der neugefassten Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen erfährt der Anwendungsbereich der Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen eine Erweiterung auf die Energiegewinnung auf Basis von Biomasse-Brennstoffen.

Dies bedeutet, dass die Nachhaltigkeit von Bioenergie entlang der gesamten Wertschöpfungskette vom Anbau und von der Verarbeitung der Biomasse über den Transport bis hin zur Erzeugung von Strom, Gas oder Wärme für die in Abs. 1 genannten Zwecke nachgewiesen werden muss.

Mit Abs. 2 wird für den Beginn der Wertschöpfungskette, nämlich bei Verwendung von land- oder forstwirtschaftlichen Ausgangsstoffen, sichergestellt, dass die jeweils geltenden Rechtsvorschriften einzuhalten sind. Bei der Verwendung von Abfällen und Reststoffen sind jedenfalls die Grundsätze der Kreislaufwirtschaft und der Abfallhierarchie einzuhalten. Weitere Nachhaltigkeitskriterien für die genannten Ausgangsstoffe sowie für Ausgangsstoffe, die vom Verweis auf die genannten Verordnungen nicht erfasst sind, können durch Verordnung auf Grundlage des Abs. 3 geregelt werden.

Abs. 3 ermächtigt die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, nähere Regelungen für den weiteren Verlauf der Wertschöpfungskette in der Energieproduktion zu treffen, weitere Nachhaltigkeitskriterien für Ausgangsstoffe festzulegen und ein Monitoringsystem zu schaffen. Hierbei sollen nach dem Vorbild des elektronischen Nachweissystems für Biokraftstoffe, das beim Umweltbundesamt angesiedelt ist, und unter Bedachtnahme auf bereits bestehende Nachweissysteme (z. B. das von der AGCS betriebene Bio-Methanregister) Synergieeffekte genutzt werden, um bei einem möglichst effizienten und gleichzeitig schlanken System zu bleiben.

Die Einhaltung der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen soll nicht wie bisher durch Verweis auf die Kraftstoffverordnung 2012, BGBl. II Nr. 398/2012, gewährleistet, sondern ebenso in der Verordnung gemäß Abs. 3 geregelt werden.

Zu § 7 (Anpassung der Fördermittel):

Zu Abs. 1: Im Regierungsprogramm 2020-2024 ist verankert, dass das Ausmaß des Unterstützungsvolumens im dreijährigen Mittel ein Jahresmaximum von einer Milliarde Euro nicht überschreiten darf. Entsprechend dieser Forderung sieht Abs. 1 einen Mechanismus zur Anpassung der Ausschreibungs- und Vergabevolumen für Marktprämien sowie der Fördermittel für Investitionsförderungen vor. Übersteigen die für Förderungen nach dem 2. Teil dieses Bundesgesetzes aufgebrauchten finanziellen Mittel im dreijährigen Durchrechnungszeitraum eine Milliarde Euro, sind die jährlichen Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen und Fördermittel in den Folgejahren zu kürzen. Hierbei handelt es sich um eine rollierende Berechnung, die sich auf zwei Ist-Jahre und ein Prognosejahr stützt. Das Ausmaß der Kürzung beläuft sich in Summe auf den Anteil, um den das arithmetische Mittel die eine Milliarde Euro übersteigt, und ist auf die Folgejahre bis 2030 gleichmäßig zu verteilen.

Zu Abs. 4: Um die Ausschreibungs- bzw. Vergabevolumen für Betriebsförderungen und die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse im gleichen Verhältnis anzupassen, ist bei der Kürzung der Ausschreibungs- und Vergabevolumen von den in Abs. 4 normierten Volllaststunden auszugehen. Diese können, wenn sich etwa aufgrund der technologischen Fortentwicklung die Notwendigkeit dazu ergibt, mit Verordnung angepasst werden.

Zu Abs. 5: Der in Abs. 1 normierte Kürzungsmechanismus greift automatisch. Er kann jedoch vom Hauptausschuss des Nationalrates ausgesetzt werden, wenn die Kürzung die Erreichung der Ziele gefährden würde. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat zu diesem Zweck dem Hauptausschuss die eintretende Kürzung und drohende Zielverfehlung bekanntzugeben und vom Hauptausschuss eine Entscheidung darüber zu verlangen, ob die Kürzung gemäß Abs. 1 vorgenommen oder davon abgesehen werden soll. Eine Befassung des Hauptausschusses erfolgt nach dem Vorbild des Art. 55 Abs. 4 B-VG. Die Entscheidung über die Aussetzung der Kürzung soll daher in analoger Anwendung des § 31a Geschäftsordnungsgesetz 1975 unverzüglich in Verhandlung genommen werden und ist ebenso unverzüglich der Bundesministerin mitzuteilen, sodass die im betreffenden Jahr zur Verfügung stehenden Ausschreibungs- und Vergabevolumen bzw. Fördermittel rechtzeitig auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle (vgl. § 67 Abs. 1 Z 2) veröffentlicht werden können.

Bei der Kürzung gemäß Abs. 1 handelt es sich um einen gesetzlichen Automatismus, der sich in weiterer Folge auf den Vollzug des EAG auswirkt; die Kürzung per se setzt aber keinen Vollzugsakt der Bundesministerin (bspw. in Form einer Verordnung) voraus, insofern besteht eine Abweichung zu Art. 55 Abs. 4 B-VG, weswegen Abs. 5 als Verfassungsbestimmung normiert wird.

Zu § 8 (Auskunftspflicht)

Nicht im Zusammenhang mit dem EAG stehende Geschäftsdaten unterliegen nicht der Auskunftspflicht gemäß § 8.

Zu § 9 (Grundsätzliches zur Marktprämie):

Im Förderregime des ÖSG 2012 ist die Ökostromabwicklungsstelle dazu verpflichtet, den in Ökostromanlagen erzeugten Strom von Anlagenbetreibern für eine bestimmte Laufzeit zu behördlich festgelegten Preisen abzunehmen. Es handelt sich dabei um eine Betriebsförderung in Form einer Komplettförderung, die Anlagenbetreiber von den Mechanismen des Energiemarktes nahezu vollständig ausnimmt. Die Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen durch feste Einspeisetarife ist mit den geänderten unionsrechtlichen Bestimmungen nicht mehr vereinbar. Nach den Vorgaben der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UELL) und Art. 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 haben Anlagenbetreiber ihren Strom grundsätzlich selbst zu vermarkten. Förderungen können als Prämie auf den erzielten Marktpreis gewährt werden.

Diesen Vorgaben entsprechend legt § 9 die Förderung durch Marktprämie als Instrument der Betriebsförderung im EAG fest. Sie ist ein Zuschuss auf den vermarkteten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strom, der die höheren Gestehungskosten für erneuerbaren Strom ausgleichen soll. Marktprämien werden im EAG über Ausschreibung oder auf Antrag gewährt (Abs. 3).

Zu § 10 (Allgemeine Fördervoraussetzungen):

§ 10 regelt als zentrale Norm des 1. Hauptstückes des 2. Teils, welche Stromerzeugungstechnologien auf erneuerbarer Basis durch Marktprämie gefördert werden und welche Anforderungen Anlagen erfüllen müssen, um in den Genuss einer Förderung zu kommen.

Zu Z 1: Durch Marktprämie förderfähig ist die Neuerrichtung, Erweiterung und Revitalisierung von naturverträglichen Wasserkraftanlagen. Keinen Anspruch auf Förderung haben Projekte in wertvollen Gewässerstrecken. Das sind Gewässerstrecken mit sehr gutem ökologischen Zustand oder Gewässerstrecken, die zwar nicht in einem sehr guten ökologischen Zustand sind, aber eine sehr gute hydromorphologische Komponente des ökologischen Zustands aufweisen, sowie Projekte in Schutzgebieten, sofern sich der Erhaltungszustand eines Schutzgutes der Richtlinie 92/43/EWG (Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie) oder der Richtlinie 2009/147/EG (Vogelschutzrichtlinie) verschlechtert.

In diesen Gebieten ist die Verschlechterung der natürlichen Lebensräume und der Habitate der Arten sowie die Störung von Arten, für die die Gebiete ausgewiesen worden sind, gemäß Art. 6 Abs. 2 der Richtlinie 92/43/EWG zu vermeiden. Projekte, die nicht unmittelbar mit der Verwaltung des Gebietes in Verbindung stehen oder hierfür nicht notwendig sind, ein solches Gebiet jedoch einzeln oder in Zusammenarbeit mit anderen Plänen und Projekten erheblich beeinträchtigen könnten, erfordern gemäß Art. 6 Abs. 3 der Richtlinie 92/43/EWG eine Prüfung auf Verträglichkeit mit den für dieses Gebiet festgelegten Erhaltungszielen. Stellt sich im Zuge dieser Verträglichkeitsprüfung heraus, dass sich ein Erhaltungszustand verschlechtert, ist das Projekt nicht förderfähig. Dies gilt auch dann, wenn aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses oder mithilfe von Ausgleichsmaßnahmen eine Ausnahmegenehmigung gemäß Art. 6 Abs. 4 der Richtlinie 92/43/EWG erteilt wird.

Wurden für ein Gebiet keine Erhaltungsziele festgelegt, ist bei der Verträglichkeitsprüfung als Ziel und unbeschadet der Wirksamkeit der zur Erfüllung der Anforderungen von Art. 6 Abs. 1 der Richtlinie 92/43/EWG erforderlichen Erhaltungsmaßnahmen mindestens davon auszugehen, dass sich der Erhaltungszustand der im betreffenden Gebiet vorkommenden Lebensraumtypen und Arten nicht unter das aktuelle Niveau verschlechtern darf bzw. dass die Arten nicht erheblich gestört werden dürfen (vgl. *Europäische Kommission, Natura 2000-Gebietsmanagement, C (2018) 7621 fin.*, 56).

Die Verschlechterung eines Erhaltungszustandes liegt nach der Judikatur des Europäischen Gerichtshofes und der Europäischen Kommission vor, wenn das Projekt geeignet ist, die dauerhafte Bewahrung der grundlegenden Eigenschaften des betreffenden Gebiets, die mit dem Vorkommen des Schutzguts zusammenhängen, zunichte zu machen. Bei dieser Beurteilung ist der Vorsorgegrundsatz anzuwenden (C-258/11 Sweetman u.a.; *Europäische Kommission, Natura 2000-Gebietsmanagement*, 56 ff). Das lässt sich anhand der „Checkliste zur Integrität des Gebiets als solches“ der Europäischen Kommission, Methodik-Leitlinien zur Erfüllung der Vorgaben des Artikels 6 Absätze 3 und 4 der Habitat-Richtlinie 92/43/EWG, feststellen.

Keine Verschlechterung ist demzufolge anzunehmen, wenn im Gebiet das inhärente Potenzial zur Erfüllung der Erhaltungsziele zum Tragen kommt, die Fähigkeit zur Selbsterhaltung und zur Selbsterneuerung unter dynamischen Bedingungen erhalten wird und eine Unterstützung durch externe Bewirtschaftung nur in minimalem Umfang benötigt wird (*Europäische Kommission, Natura 2000-Gebietsmanagement*, 57). Eine bloß temporäre Verschlechterung im Zuge von Baumaßnahmen bedeutet demnach keine Verschlechterung, wenn das Gebiet als solches nicht beeinträchtigt wird.

Jedenfalls förderfähig sind Wasserkraftanlagen, die eine bestehende Wasserkraftanlage in einer Gewässerstrecke mit mehreren bestehenden Wasserkraftanlagen ersetzen und bei denen es zur Reduktion der Anzahl von Querbauwerken z.B. von 3 auf 2 in der betroffenen Gewässerstrecke kommt, wenn sie auch zur Verbesserung des Erhaltungszustandes eines Schutzgutes führen.

Bei Revitalisierungen von Wasserkraftanlagen wird die aliquote Engpassleistung entsprechend der in den Förderrichtlinien zu § 26 ÖSG 2012 festgehaltenen Berechnung ermittelt.

Zu Z 3: Als bauliche Anlage sind Objekte zu verstehen, die mit dem Boden kraftschlüssig verbunden sind und deren Herstellung ein wesentliches Maß an bautechnischen Kenntnissen erfordert. Auch Stützmauern und Einfriedungen können bauliche Anlagen sein. Der Nutzen von baulichen Anlagen muss über den bloßen Anbringungszweck für eine Photovoltaikanlage hinausgehen, damit eine Förderfähigkeit gegeben ist. Bauliche Anlagen, bei welchen ein überdeckter, allseits oder überwiegend umschlossener Raum vorhanden ist, gelten als Gebäude. Lit. b bezieht sich auf Eisenbahnanlagen im Sinne des Eisenbahngesetzes 1957, BGBl. Nr. 60/1957, Deponien im Sinne des § 2 Abs. 7 Z 4 des Abfallwirtschaftsgesetzes 2002, BGBl. I Nr. 102/2002 idF BGBl. I Nr. 71/2019, und Abfallentsorgungsanlagen im Sinne des § 119a des Mineralrohstoffgesetzes, BGBl. I Nr. 38/1999 idF BGBl. I Nr. 80/2015. Zum Begriff der „befestigten Fläche“ siehe § 5 Abs. 1 Z 6. Nach lit. c sind, anders als bisher unter § 27a ÖSG 2012, auch Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen und Flächen im Grünland förderfähig, sofern eine spezielle Widmung für PV-Anlagen vorliegt. Wenn die insgesamt installierte Engpassleistung auf diesen Flächen $100 \text{ kW}_{\text{peak}}$ nicht überschreitet, ist das Vorliegen einer PV-Widmung keine Fördervoraussetzung.

Zu Z 5 lit. c: Die Förderung von Energieerzeugungstechnologien auf Basis von Biogas soll künftig stärker auf die Produktion und Aufbereitung von erneuerbarem Gas auf Erdgasqualität ausgerichtet werden. Entsprechend soll die Förderung der Verstromung von Biogas nur mehr dann erfolgen, wenn ein Anschluss an das Gasnetz aufgrund der Entfernung technisch und wirtschaftlich nicht vertretbar ist.

Zu Z 6: Zur Bestandssicherung bestehender Anlagen auf Basis von Biomasse ist eine Nachfolgeprämie auch nach Ablauf der Kontrahierungspflicht gemäß § 17 ÖSG 2012 oder einer Förderung auf Grundlage eines Landesausführungsgesetzes zum Biomasseförderung-Grundsatzgesetz möglich. Eine Nachfolgeprämie ist auch für Biogasverstromungsanlagen vorgesehen (Z 7).

Zu Abs. 3: Abs. 3 erster Satz stellt klar, dass bei Anlagenerweiterungen und Revitalisierungen eine Förderung durch Marktprämie auf jene Strommengen begrenzt ist, die aus der Erweiterung bzw. Revitalisierung resultieren und im Fördervertrag vereinbart wurden. Eine Ausnahme besteht für Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung bis 1 MW (nach Revitalisierung). Hier soll die gesamte Erzeugung förderfähig sein. Besteht für den Anlagenbestand eine aufrechte Tarifförderung, ist eine Marktprämienförderung der Anlagenerweiterung nur möglich, wenn für die Erweiterung durch einen virtuellen Zählpunkt (Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 6) eine von der Bestandsanlage gesonderte Bilanzgruppenmitgliedschaft realisiert werden kann. Ist dies nicht möglich, müssen Betreiber – sofern sie für die Anlagenerweiterung eine Förderung durch Marktprämie erlangen wollen – mit der Bestandsanlage ebenfalls in das Prämiensystem wechseln. Alternativ können sie unter Beibehaltung der Tarifförderung für die Erweiterung einen Investitionszuschuss nach dem 2. Hauptstück beantragen.

Abs. 4 stellt klar, dass bei der Gewährung einer Förderung durch Marktprämie die Bestimmungen des europäischen Beihilferechts eingehalten werden müssen. Hervorgehoben wird die Voraussetzung des „Anreizeffektes“. Der Anreizeffekt liegt nach Rz. 49 der UELL vor, wenn die Beihilfe den Empfänger veranlasst, sein Verhalten dahingehend zu ändern, dass der Umweltschutz oder das Funktionieren eines Energiemarkts mit sicheren, erschwinglichen und nachhaltigen Energien verbessert wird, und diese Verhaltensänderung ohne Beihilfe nicht eingetreten wäre. Der Anreizeffekt ist ausgeschlossen, wenn der Beginn der Arbeiten an dem beihilfefähigen Vorhaben vor Einreichung des Beihilfeantrags bei den nationalen Behörden liegt (vgl. Rz. 50 UELL). Wurde der Förderantrag vor dem Beginn der Arbeiten an dem beihilfefähigen Vorhaben eingebracht, geht der Anreizeffekt nicht verloren, wenn aufgrund des Inkrafttretens des EAG eine neuerliche Einbringung dieses Antrags bei der EAG-Förderabwicklungsstelle erforderlich ist.

Zu § 11 (Berechnung der Marktprämie):

Die Gesamtkosten einer Anlage, die sich im anzulegenden Wert ausdrücken, sollen aus den erzielten Vermarktungserlösen und den darauf gestützten Marktprämien abgedeckt werden. Für die Festlegung der Höhe der Marktprämie ist zunächst ein Marktpreis zu bestimmen. Der wichtigste Referenzmarkt innerhalb der EU ist der einheitliche Day-Ahead-Markt, an dem im Wesentlichen jeweils die Stundenpreise des Folgetages in einem Marktgebiet (Gebotszone) nach Angebot und Nachfrage ermittelt werden. Dabei ist ein Mittelwert über einen bestimmten Durchrechnungszeitraum zu bilden. Außerdem führt bei der Erzeugung aus volatilen (wetterabhängigen) Quellen der Merit-Order-Effekt tendenziell zu sinkenden Preisen und damit Erlösen, weshalb für diese Technologien ein mengengewichteter „Marktpreis“, genauer: ein Marktwert, zu bestimmen ist, der den spezifischen Wert einer Technologie zu einem bestimmten Zeitpunkt widerspiegelt. Unter Berücksichtigung der Erfahrungswerte aus anderen EU-Mitgliedstaaten und mehreren vorliegenden Studien soll daher für Windkraft-, Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen ein Referenzmarktwert je Monat errechnet werden, für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas ein Referenzmarktpreis je Kalenderjahr.

Durch Marktprämie vergütet wird die erzeugte und ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Menge im Ausmaß der vereinbarten Engpassleistung einer Anlage.

Für den Fall, dass der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert signifikant übersteigt, soll bei größeren Anlagen eine teilweise Rückzahlung der Marktprämie vorgesehen werden, um Überförderungen zu vermeiden. Damit enthält das Marktprämienmodell Elemente eines Differenzkontrakts. Für kleinere Anlagen soll der anzulegende Wert in diesem Fall bei null angesetzt werden.

Zu § 12 (Referenzmarktpreis):

In der österreichischen Gebotszone werden Preise am Day-Ahead-Markt überwiegend im Wege der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung gebildet, in die neben den Geboten der Marktteilnehmer auch die zonenübergreifenden Transportkapazitäten einfließen. Das gemäß Art. 38 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ermittelte Ergebnis der Marktkopplung stellt die Grundlage für den Referenzmarktpreis dar; subsidiär soll

das Handelsergebnis des umsatzstärksten nominierten Strommarktbetreibers („NEMOs“) herangezogen werden.

Um für alle Marktteilnehmer ausreichende Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Berechnungsgrundlagen zu gewährleisten, hat die Regulierungsbehörde den Referenzmarktpreis jährlich zu veröffentlichen.

Zu § 13 (Referenzmarktwert):

Der Referenzmarktwert errechnet sich im Wesentlichen aus dem mit den jeweiligen Erzeugungsmengen einer Technologie gewichteten Marktpreis (analog zu § 12) einer bestimmten Stunde. Die Erzeugungsdaten sollten in der Regel von der Informationstransparenzplattform des ENTSO-Strom bezogen werden; bei Nichtverfügbarkeit hat die Regulierungsbehörde die Daten bereitzustellen und erforderlichenfalls zu erheben.

Zu § 14 (Auszahlung der Marktprämie):

Die Marktprämie soll monatlich ausbezahlt werden. Dazu sind für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas monatlich Akontierungen zu leisten, die nach Ablauf des Durchrechnungszeitraums von einem Kalenderjahr auszugleichen sind.

Zu § 15 (Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen):

Rz. 124 lit. c der UELL verlangt Maßnahmen, um sicherzustellen, dass Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen. Dies wird in bestehenden Fördersystemen regelmäßig dadurch bewerkstelligt, dass die Marktprämie bei länger andauernden Zeiträumen negativer Preise ausgesetzt wird. Dieser Zeitraum wird, wie auch in anderen Mitgliedstaaten üblich, mit sechs Stunden festgesetzt. Allerdings soll von der Aussetzung der Marktprämie Abstand genommen werden, wenn der von der Regulierungsbehörde anerkannte Intraday-Preisindex positiv ist. Wichtig ist, dass dieser Index zu keiner Ungleichbehandlung der Intraday-NEMOs führen darf und die Liquidität ausreichend berücksichtigt.

Zu den §§ 18 bis 29 (Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen):

Allgemein zu den §§ 18 bis 29 (Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen):

Rz. 19 Nr. 43 der UELL definiert eine Ausschreibung als „diskriminierungsfreies Bieterverfahren, das die Beteiligung einer ausreichend großen Zahl von Unternehmen gewährleistet und bei dem die Beihilfe entweder auf der Grundlage des ursprünglichen Angebots des Bieters oder eines Clearingpreises gewährt wird. Zudem ist die Mittelausstattung oder das Volumen in Verbindung mit der Ausschreibung ein verbindlicher Höchstwert, so dass nicht allen Beteiligten eine Beihilfe gewährt werden kann.“

Förderausschreibungen sind somit von vergaberechtlichen Leistungsausschreibungen zu unterscheiden. Sie dienen nicht der Beschaffung von einklagbaren Leistungen, sondern der wettbewerblichen Ermittlung des Empfängers sowie der Höhe einer Förderung (vgl. Altmann/Hohenwarter, Ökostromförderung künftig anders – unions- und verfassungsrechtliche Vorgaben für Förderausschreibungen, in Paulus (Hrsg.), Regulierungsrecht. Jahrbuch 19 (2019) 177 (181)).

Das Ausschreibungsmodell des EAG lehnt sich in seiner Grundstruktur und in seinen maßgeblichen Begrifflichkeiten an das deutsche Modell des EEG 2017 an. Als zuständige Stelle für die Durchführung der Ausschreibungen ist die EAG-Förderabwicklungsstelle vorgesehen. Sie hat nach den im EAG normierten Grundsätzen die Ausschreibung bekanntzumachen, die Angebote auf ihre Zulässigkeit zu prüfen, die zulässigen Angebote zu reihen und nach Maßgabe des vorhandenen Ausschreibungsvolumens zu bezuschlagen. Die Auszahlung der Marktprämie erfolgt auf Basis des zwischen der EAG-Förderabwicklungsstelle und dem im Ausschreibungsverfahren erfolgreichen Bieter abzuschließenden Fördervertrages. Das Rechtsverhältnis zwischen der EAG-Förderabwicklungsstelle und dem Förderwerber ist privatrechtlicher Natur – entsprechend entscheiden bei Rechtsstreitigkeiten zwischen dem Förderwerber und der EAG-Förderabwicklungsstelle die ordentlichen Gerichte (§ 99).

Zu § 18 (Höchstpreise):

Der Höchstpreis legt die maximal zulässige Gebotshöhe fest. Gebote, die den Höchstpreis übersteigen, sind gemäß § 24 Abs. 1 Z 5 als unzulässig von der Ausschreibung auszuschneiden.

Der Höchstpreis ist nach den in Abs. 2 normierten Grundsätzen für jede Technologie jährlich mit Verordnung festzusetzen. Für den Fall, dass kein Höchstpreis festgelegt wird, gilt gemäß Abs. 3 der für die jeweilige Technologie letztgültige Höchstpreis weiter.

Zu § 19 (Bekanntmachung der Ausschreibung):

Die in Abs. 1 Z 1 bis 6 angeführten Angaben sind Mindestangaben, die von der EAG-Förderabwicklungsstelle verpflichtend spätestens zwei Monate vor dem betreffenden Gebotstermin auf ihrer Internetseite bekanntzumachen sind. Darüber hinaus hat die Abwicklungsstelle einen Leitfaden über den Ablauf des Ausschreibungsverfahrens in einer allgemein verständlichen Form zur Verfügung zu stellen, der Bietern eine Teilnahme an Ausschreibungen ohne professionelle Unterstützung ermöglichen soll.

Zu § 20 (Anforderungen an Gebote):

Gebote müssen bis zum Gebotstermin vollständig bei der EAG-Förderabwicklungsstelle eingelangt sein. Z 7 bezieht sich auf die verwaltungsbehördliche Genehmigung oder Bewilligung, ungeachtet etwaiger Rechtsmittel. Ist das zur Förderung beabsichtigte Vorhaben nur anzeigepflichtig, gilt die Bewilligung im Sinne der Z 7 als erteilt, wenn die zuständige Behörde das Vorhaben in der jeweils vorgesehenen Frist nicht untersagt oder der Ausführung des Vorhabens vor Ablauf der Frist ausdrücklich zugestimmt hat. Wenn Gebote die Anforderungen gemäß § 20 nicht erfüllen, sind sie von der EAG-Förderabwicklungsstelle auszuschließen (§ 24 Abs. 1 Z 2).

Zu § 21 (Einreichung der Gebote):

Die Ausschreibung wird elektronisch durchgeführt. Das entsprechende System ist von der Abwicklungsstelle einzurichten. Alle Gebote und sonstigen Eingaben, wie auch Rücknahmeerklärungen, sind ausschließlich über dieses System einzubringen.

Gemäß Abs. 4 ist eine Zurückziehung von Geboten nur bis zum jeweiligen Gebotstermin möglich. Nach Ablauf der Einreichfrist sind Bieter an ihre Gebote gebunden, bis sie gemäß § 23 Abs. 4 darüber informiert werden, dass sie keinen Zuschlag erhalten haben.

Zu § 22 (Sicherheitsleistung):

Die Sicherheitsleistung dient der Absicherung der gemäß § 28 zu leistenden Pönalen. Sie ist gestaffelt in zwei Teilbeträgen zu erlegen – die Erstsicherheit wird mit dem Ablauf der Frist zur Abgabe des Gebotes (Gebotstermin) fällig, die Zweitsicherheit ist nur im Fall eines Zuschlags, und zwar spätestens bis zum Ablauf des zehnten Werktages nach der Veröffentlichung der Zuschlagserteilung, zu entrichten.

Zu § 23 (Zuschlagsverfahren):

Das Zuschlagsverfahren ist von der EAG-Förderabwicklungsstelle durchzuführen. Gemäß Abs. 1 hat die EAG-Förderabwicklungsstelle alle rechtzeitig eingelangten Gebote zu prüfen und diesen Vorgang sowie die Reihung der Gebote (Abs. 2) und die Zuschlagserteilung (Abs. 3) nachvollziehbar zu dokumentieren. Die Dokumentationspflicht soll zur Transparenz beitragen, sie ist aber auch im Hinblick auf etwaige gerichtliche Anfechtungen des Zuschlagsverfahrens notwendig. Die Dokumentationen sind von der EAG-Förderabwicklungsstelle entsprechend aufzubewahren.

Zuschlags- und Reihungskriterium ist gemäß Abs. 2 für alle zulässigen Gebote in erster Linie der gebotene Preis. Bei gleichem Gebotswert ist das Gebot mit der geringeren Gebotsmenge vorzuziehen, wodurch kleinere Bieter begünstigt werden sollen. Bei gleichem Gebotswert und gleicher Gebotsmenge entscheidet das Los, sofern eine Losentscheidung für die Zuschlagserteilung erforderlich ist.

Abs. 3 regelt, dass auch jenes Gebot, welches das Ausschreibungsvolumen erstmals überschreitet, einen Zuschlag erhält, wenn das Gebot mit dem verbleibenden Ausschreibungsvolumen noch zur Hälfte bedeckt werden kann. In diesem Fall erfolgt zur vollständigen Bedeckung des Gebotes ein Vorgriff auf das Ausschreibungsvolumen der nächstfolgenden Ausschreibung derselben Technologie. Das Ausschreibungsvolumen dieser Ausschreibung ist in Folge entsprechend zu reduzieren.

Die Verständigungspflicht in Abs. 4 bezieht sich auf Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben und auf Bieter, deren Gebote zwar zulässig und gereiht waren, aufgrund der Erschöpfung des Ausschreibungsvolumens jedoch nicht bezuschlagt wurden. Die Informationspflicht im Fall des Ausscheidens wegen Unzulässigkeit des Gebotes ist in den §§ 24 Abs. 2 und 25 Abs. 2 geregelt.

Zu § 24 (Ausschluss von Geboten):

Gebote sind aus den in Abs. 1 Z 1 bis 8 genannten Gründen von der EAG-Förderabwicklungsstelle verpflichtend vom Zuschlagsverfahren einer Ausschreibungsrunde auszuschließen.

Zu § 25 (Ausschluss von Bietern):

Nach § 25 sind nicht nur einzelne Gebote, sondern Bieter mit all ihren Geboten vom Zuschlagsverfahren einer Ausschreibungsrunde auszuschließen.

Zu § 27 (Erlöschen von Zuschlägen):

Mit dem Erlöschen verliert der Zuschlag ex lege seine Wirksamkeit. In den Fällen der Z 1 und 2 erlischt der Zuschlag ex nunc, in den Fällen der Z 3 und 4 gilt das Erlöschen des Zuschlags ex tunc. Erlischt der Zuschlag ex tunc, ist ein bereits geschlossener Fördervertrag rückwirkend aufzulösen; allfällig bezogene Förderleistungen sind rückabzuwickeln.

Zu § 28 (Pönalen):

Erlöschen die Zuschläge nach § 27 Abs. 1 Z 1 bis 4, müssen Bieter eine Pönale leisten. Pönalen sind ein adäquates und erforderliches Mittel, um strategisches Bieterverhalten zu unterbinden und Bieter dazu anzuhalten, ihre Projekte tatsächlich zu realisieren. Nur durch eine hohe Realisierungsquote können die Ausbauziele gemäß § 4 erreicht werden.

Zu § 29 (Rückgabe von Sicherheiten):

Die Z 1 und 2 regeln die Rückgabe der erlegten Sicherheiten, wenn kein Zuschlag erteilt wurde. Z 3 betrifft die Erstattung der Sicherheit bei fristgerechter Projektrealisierung.

Zu den §§ 30 bis 34 (Ausschreibung für Photovoltaik):

Die §§ 30 bis 34 legen die für die Durchführung von Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen notwendigen Parameter fest. Das jährliche Ausschreibungsvolumen von mindestens 700 000 kW_{peak} (§ 31 Abs. 1) unterliegt allfälligen Kürzungen, die sich aufgrund der Überschreitung des „1-Milliarde-Euro-Deckels“ (§ 7 Abs. 1), der Verschiebung zu den Fördermitteln für Investitionsförderungen (§ 7 Abs. 2), der Erreichung des Zielwerts (§ 7 Abs. 3) oder eines Vorgriffes auf das Ausschreibungsvolumen nach § 23 Abs. 3 ergeben.

Während § 7 Abs. 2 eine Verschiebung des Ausschreibungsvolumens zugunsten der Investitionsförderung für Photovoltaikanlagen ermöglicht, kann das verbleibende Ausschreibungsvolumen nach § 31 Abs. 3 letzter Satz auch dem Ausschreibungsvolumen und den Fördermitteln anderer Technologien zugeschrieben werden.

Wird das verbleibende Ausschreibungsvolumen den Fördermitteln für Investitionszuschüsse zugeschlagen, ist der kW-Wert auf den für die jeweilige Technologie entsprechenden Euro-Betrag umzurechnen.

Zu § 33: Die Installation von Photovoltaikanlagen soll in erster Linie auf Gebäuden und baulichen Anlagen sowie auf vorbelasteten Flächen beanreizt werden. Insofern ist für Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen und Flächen im Grünland ein Abschlag auf den Zuschlagswert vorgesehen, dessen Höhe durch Verordnung angepasst werden kann.

Zu § 34 Abs. 2: Nicht im Einflussbereich des Bieters liegen jedenfalls Fälle höherer Gewalt und solche, die einem Ereignis höherer Gewalt sehr nahekommen. Dazu zählt etwa auch die Insolvenz des Anlagenherstellers. Allerdings muss der Bieter den Nachweis erbringen, dass eine Ersatzbeschaffung nicht möglich war. Verzögerungen, die vom Bieter zu vertreten sind, etwa bei der Bestellung von Komponenten, der Montage, dem Vertragsmanagement o.Ä., führen nicht zu einer Fristverlängerung.

Zu den §§ 35 bis 39 (Ausschreibung für Anlagen auf Basis von Biomasse):

Teilnahmeberechtigt an Ausschreibungen für Biomasseanlagen sind neuerrichtete und repowerte Anlagen mit einer Engpassleistung von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} sowie neuerrichtete und repowerte Biomasseanlagen mit einer Engpassleistung über 5 MW_{el}. Für letztere ist das Ausmaß der Förderung auf 5 MW_{el} beschränkt.

Zu den §§ 40 bis 44 (Ausschreibung für Windkraftanlagen):

Ausschreibungen für Windkraftanlagen sollen ab 2024 stattfinden, wenn aufgrund des Evaluierungsberichts nach § 91 aufgezeigt wird, dass die Vergabe und Förderung über Ausschreibung effizienter erfolgen kann, als dies durch die administrative Bestimmung der Marktprämie möglich ist.

Angelehnt an das deutsche Referenzertragsmodell ist eine Verordnungsermächtigung zur Anpassung des Zuschlagswertes entsprechend der Standortgüte vorgesehen. Dabei ist von dem anzulegenden Wert für einen Normstandort auszugehen, der den durchschnittlich in Österreich erzielbaren Stromertrag einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist in Prozentpunkten anzugeben und kann insbesondere Unterschiede in der Höhenlage, der Flächenwidmung und der Größe der Anlage im Verhältnis zur Anlage am Normstandort berücksichtigen.

Zu den §§ 45 bis 53 (Antrag auf Förderung durch Marktprämie):**Allgemein zu den §§ 45 bis 53 (Antrag auf Förderung durch Marktprämie):**

Die §§ 45 bis 53 regeln die Grundsätze und das Verfahren für die nicht-wettbewerbliche Vergabe von Marktprämien. Im Gegensatz zu den im 2. Abschnitt normierten Ausschreibungen wird der anzulegende Wert im Antragsverfahren nicht über die Gebotsabgabe der Bieter bestimmt, sondern durch Verordnung festgelegt.

Zu § 46 (Antragstellung und Vertragsabschluss):

Das Antragsverfahren auf Förderung durch Marktprämie erfolgt nach ähnlichen Grundsätzen wie das Antragsverfahren auf Kontrahierung zu festgelegten Einspeisetarifen nach dem ÖSG 2012. Förderanträge sind über das elektronische System der Abwicklungsstelle einzubringen und werden in der Reihenfolge ihres Einlangens behandelt („first come, first served“).

Überschreitet ein Förderantrag das jährlich zur Verfügung stehende Vergabevolumen, ist er (wie im Zuschlagsverfahren nach § 23 Abs. 3) durch einen Vorgriff auf das Vergabevolumen des Folgejahres zu bedecken, sofern der Antrag aus dem Vergabevolumen des Antragsjahres noch zumindest zu 50 % bedeckt werden kann. Anträge, die nicht bedeckt werden können, sind nicht zu berücksichtigen und müssen im Folgejahr neu eingebracht werden. Es werden keine Wartelisten gebildet.

Zu § 47 (Festlegung des anzulegenden Wertes):

Die für die Festlegung der Höchstpreise normierten Grundsätze (§ 18 Abs. 2) gelten auch für die Festlegung der anzulegenden Werte (Abs. 2 Z 1, 2 und 6).

Da die Stromerzeugungskosten und damit der Förderbedarf auch innerhalb einer Technologie stark variieren kann, ist die Möglichkeit der Differenzierung nach Standortqualität (Wind), Anlagengröße sowie zwischen Neubauten, Neubauten, die bestehende Querbauwerke verwenden, und Revitalisierungen (Wasserkraft) sowie Rohstoffeinsatz (feste Biomasse) vorgesehen.

Zu § 48 (Marktprämie für Windkraftanlagen):

Werden Marktprämien für Windkraftanlagen aufgrund der Ergebnisse des Evaluierungsberichtes (§ 91) ab 2024 durch Ausschreibung vergeben (§ 39 ff.), ist § 48 nicht mehr anzuwenden.

Zu § 52 und § 53 (Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas):

Aufgrund der höheren Betriebskosten sieht das Beihilferecht für rohstoffabhängige Anlagen auch nach deren Abschreibung eine Unterstützungsmöglichkeit vor. Diese Anschlussförderung hat sich auf die laufenden Kosten der Anlage zu beschränken. Dementsprechend dürfen Abschreibungen und Verzinsungen für die Investition bei der Festlegung des anzulegenden Wertes nicht berücksichtigt werden (Abs. 3). Entsprechend dem Bestreben, den Schwerpunkt der Förderung von Biogas auf die Produktion und Aufbereitung von erneuerbarem Gas zu setzen, sollen Nachfolgeprämien für Biogasanlagen, die in das Gasnetz einspeisen können, allerdings nur für 24 Monate gewährt werden (§ 53 Abs. 2).

Zu § 54 (Wechselmöglichkeit):

Durch § 54 wird für Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen, Biomasse- und Biogasanlagen, die auf Grundlage des alten Fördersystems des ÖSG 2012 einen Einspeisetarif erhalten und zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EAG noch in einem aufrechten Vertragsverhältnis mit der Ökostromabwicklungsstelle stehen, eine Wahlmöglichkeit geschaffen: Die Betreiber solcher Anlagen können entweder im alten Regime der festgelegten Einspeisetarife zu den Bedingungen ihres abgeschlossenen Vertrages bleiben oder in das Marktprämiensystem wechseln. Ein Wechsel in das neue System ist endgültig; ein Zurückwechseln in das alte System ist nicht vorgesehen.

Anlagen, die in das Marktprämiensystem wechseln, haben lediglich die Abs. 2 bis 4 der allgemeinen Fördervoraussetzungen in § 10 zu erfüllen (Abs. 2).

Die Höhe der Marktprämie ergibt sich aus der Umlegung des noch nicht ausbezahlten Tarifanteils auf die verlängerte Förderdauer (bis zum Ablauf des 20. Jahres nach Inbetriebnahme der Anlage) (Abs. 4).

Abs. 5 legt fest, dass die Mittel für die Marktprämiensförderung dieser Anlagen auf die jährlichen Ausschreibungs- bzw. Vergabevolumen nicht anzurechnen sind.

Zu § 55 (Allgemeine Bestimmungen Investitionszuschüsse):

Zu Abs. 2: Investitionsförderungen werden im EAG im Rahmen von Fördercalls vergeben. Es handelt sich um zeitlich befristete Zeitfenster für die Antragstellung. Um den beihilferechtlich erforderlichen Anreizeffekt zu erfüllen, müssen Förderanträge vor Beginn der Arbeiten bei der EAG-Förderabwicklungsstelle eingebracht werden. Der Begriff „Beginn der Arbeiten“ ist im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 zu verstehen. Nach der Definition in Art. 2 Z 23 der VO ist dies

„entweder der Beginn der Bauarbeiten für die Investition oder die erste rechtsverbindliche Verpflichtung zur Bestellung von Ausrüstung oder eine andere Verpflichtung, die die Investition unumkehrbar macht, wobei der früheste dieser Zeitpunkte maßgebend ist; der Kauf von Grundstücken und Vorarbeiten wie die Einholung von Genehmigungen und die Erstellung vorläufiger Durchführbarkeitsstudien gelten nicht als Beginn der Arbeiten. Bei einer Übernahme ist der „Beginn der Arbeiten“ der Zeitpunkt des Erwerbs der unmittelbar mit der erworbenen Betriebsstätte verbundenen Vermögenswerte.“

Zu Abs. 4: Förderanträge, die innerhalb des Zeitfensters bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen, sind von der Abwicklungsstelle zu prüfen und nach den für die jeweilige Technologie geltenden Kriterien zu reihen.

Zu den Abs. 5 und 6: Die Vergabe der bei einem Fördercall zur Verfügung stehenden Fördermittel erfolgt nach Maßgabe der jeweiligen Reihung. Wie bereits im ÖSG 2012 entscheidet die Bundesministerin über die Gewährung des Investitionszuschusses. Sofern die Förderung in Summe 100 000 Euro übersteigt, ist zuvor der Energiebeirat zu konsultieren. Neu ist die in Absatz 5 normierte Regelung, wonach auch jener Antrag, der die Fördermittel eines Fördercalls – sofern die Fördermittel getrennt nach Kategorien vergeben werden, einer Kategorie – erstmals überschreitet, noch eine Förderung erhält, wenn der Förderantrag zumindest noch zur Hälfte bedeckt werden kann. In diesem Fall erfolgt zur vollständigen Bedeckung des Antrags ein Vorgriff auf die Fördermittel des nachfolgenden Fördercalls derselben Technologie, dessen Fördermittel in der Folge entsprechend zu reduzieren sind. Förderanträge, die in einem Fördercall nicht bedeckt werden können, sind zurückzuweisen. Es werden keine Wartelisten gebildet.

Zu den Gründen für eine Fristverlängerung (Abs. 8) siehe zu § 34 Abs. 2.

Zu § 56 (Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher)

§ 56 schafft die erforderliche Rechtsgrundlage für die Investitionsförderung von Photovoltaikanlagen. Gefördert werden maximal bis zu 1 000 kW_{peak} einer Anlage. Die in Abs. 1 Z 1 bis 3 normierten Voraussetzungen entsprechen den allgemeinen Fördervoraussetzungen nach § 10 Abs. 1 Z 3 lit. a bis c.

Werden Photovoltaikanlagen in Kombination mit einem Stromspeicher errichtet oder erweitert, ist auch eine Speicherförderung vorgesehen (Abs. 2). Ein Förderantrag für Speicher alleine ist nicht möglich.

Die Höhe des Investitionszuschusses richtet sich für Photovoltaikanlagen (mit Ausnahme von Anlagen bis 10 kW_{peak}) grundsätzlich nach dem vom Förderwerber angegebenen Förderbedarf in Euro pro kW_{peak}. Der Förderbedarf ist auch der bestimmende Faktor für die Reihung der Förderanträge. Ein niedriger Förderbedarf pro kW_{peak} führt zur Vorreihung, wobei Skaleneffekte durch die Reihung in unterschiedlichen Kategorien berücksichtigt werden.

Die Höhe der Förderung ist nach der AGVO grundsätzlich mit 45 % der umweltrelevanten Mehrkosten begrenzt. Unter den umweltrelevanten Mehrkosten sind die zur Verwirklichung der Umweltschutzziele erforderlichen Kosten einer Investition zu verstehen. Lassen sich getrennte Investitionskosten für die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen ermitteln, gelten diese Kosten als umweltrelevante Mehrkosten. Andernfalls sind die umweltrelevanten Mehrkosten durch einen Vergleich mit den Kosten für eine Anlage auf Basis herkömmlicher Technologien zu ermitteln.

Abs. 8 regelt, wie mit Restmitteln umzugehen ist. Werden die Fördermittel in drei aufeinanderfolgenden Jahren nicht ausgeschöpft, ist wie bei Betriebsförderungen nach dem 1. Hauptstück eine Mittelverschiebung zugunsten anderer Technologien und Förderarten möglich.

Zu § 57 (Investitionszuschüsse für Windkraftanlagen):

§ 57 bildet die Rechtsgrundlage für die Investitionsförderung von kleinen Windkraftanlagen. Die Vergabe der Förderung erfolgt wie bei Photovoltaikanlagen in der Reihenfolge und nach Maßgabe des bei der Antragstellung angegebenen Förderbedarfes.

Zu § 60 (Investitionszuschüsse für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen):

Um den Umstieg von Biogasanlagen hin zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas auf Erdgasqualität zu erleichtern, wird eine Investitionsförderung von maximal 45 % der Kosten für die Umrüstung der Anlage eingeführt. Als Umrüstung der bestehenden Biogasanlage gelten sowohl die Errichtung der Gasaufbereitungsanlage sowie die Umrüstung der Anlage im Zusammenhang mit geändertem Rohstoffeinsatz.

Zu § 61 (Investitionszuschüsse für zu errichtende Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas):

Um den Hochlauf an Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Gase bis 2030 möglichst technologieneutral zu beanreizen, wird eine Investitionsförderung für Neuanlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas (nicht gemeint sind Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Methan)

eingeführt. Neuanlagen müssen sich beim Rohstoffeinsatz auf Nachhaltigkeit sowie Abfall- und Reststoffe fokussieren.

Zu § 62 (Investitionszuschüsse für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas):

Damit die Sektorkopplung und -integration im Sinne der Transformation zu einem rein erneuerbaren Energiesystem schnellstmöglich und effektiv umgesetzt werden kann, wird eine Investitionsförderung in der Höhe von bis zu 45 % für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas eingeführt. Diese Anlagen wandeln mittels Elektrolyse elektrische Energie in gasförmige molekular gebundene Energie um. Eine Förderung ist ausgeschlossen, wenn die Anlage von einem Netzbetreiber gemäß § 22a ElWOG 2010 errichtet und betrieben wird oder Wasserstoff zu Erdgas im öffentlichen Gasnetz beimengt. Die Vergabekriterien der Mittel werden per Verordnung genauer geregelt. Der Fokus liegt hierbei auf Anlagen im Bereich der industriellen Nutzung, die den Einsatz fossiler Rohstoffe reduzieren und einen klimapolitischen Vorteil liefern. Andere Anwendungen im Bereich des Verkehrs oder der Speichernutzung sind nachrangiger. Der Bereich der Gebäudekonditionierung ist kein relevanter Teil dieser Fördermaßnahmen. Förderungen, die pro Unternehmen und Investitionsvorhaben 15 Millionen Euro übersteigen, unterliegen der Anmeldepflicht des Art. 108 Abs. 3 AEUV. Die förderbare Anlagengröße soll einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems leisten und dabei die Systemkosten niedrig halten. Ziel der Investitionszuschüsse ist es, fossile Energie oder prozessbedingte Treibhausgasemissionen durch erneuerbaren Wasserstoff zu ersetzen.

Zu § 63 (Verordnung für die Gewährung von Investitionszuschüssen):

Gemäß Abs. 1 Z 6 sind im Rahmen der Verordnung auch die Modalitäten der Auszahlung näher zu bestimmen. Im Hinblick auf § 62 Abs. 6, wenn zur Bedeckung eines Antrags auf Fördermittel der Folgejahre vorgegriffen wird, können auch Regelungen dahingehend getroffen werden, dass die Auszahlung der Fördermittel über mehrere Jahre gestaffelt erfolgt.

Zu den §§ 64 und 65 (Servicestelle für erneuerbare Gase):

Die Servicestelle für erneuerbare Gase soll für Marktakteure (Produzenten, Versorger, Finanzdienstleister und weitere) eine Schnittstelle bilden, Angebot und Nachfrage zusammenführen sowie Unterstützung für Projektwerber anbieten. Sie soll den neu zu errichtenden Markt für erneuerbare Gase beobachten und der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie über dessen Entwicklungen Bericht erstatten und Empfehlungen aussprechen.

Zu § 66 (Abwicklungsvertrag):

Im EAG ist für die Abwicklung aller Förderungen eine einzige, bundesweit agierende Stelle vorgesehen: die EAG-Förderabwicklungsstelle.

§ 66 regelt die Grundsätze des Abwicklungsvertrages, der nach Durchführung eines Vergabeverfahrens von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie mit dem erfolgreichen Bieter oder der erfolgreichen Bieterin abzuschließen ist.

Zu § 67 (Aufgaben der EAG-Förderabwicklungsstelle):

Anders als die Ökostromabwicklungsstelle wird die EAG-Förderabwicklungsstelle nicht als Stromhändlerin tätig. Ihre Aufgaben beschränken sich auf die Funktion einer Subventionsmittlerin, was sich im Aufgabenkatalog der EAG-Förderabwicklungsstelle widerspiegelt. Zentrale Aufgabe der EAG-Förderabwicklungsstelle ist die Vergabe, Abwicklung und Kontrolle von Förderungen nach diesem Bundesgesetz (Abs. 1 Z 1). Unter den Aufgabenbereich der „Vergabe von Förderung“ fällt auch die Durchführung der Förderausschreibungen nach dem 2. Teil, 1. Hauptstück, 2. Abschnitt des EAG.

In Abs. 2 wird klargestellt, dass die EAG-Förderabwicklungsstelle zur ordnungsgemäßen Erfüllung ihrer Aufgaben auch Fremdmittel aufnehmen kann. Eine § 14 Abs. 5 ÖSG 2012 vergleichbare Bestimmung, wonach die Ökostromabwicklungsstelle die Vergütung von Ökostrom aliquot zu kürzen hat, wenn mit den verfügbaren Finanzmitteln nicht das Auslangen für laufende Verträge gefunden wird, ist im EAG nicht vorgesehen. Die Aufnahme von Fremdmitteln sollte sich jedoch auf Ausnahmesituationen beschränken. Sie ist jedenfalls von der Bundesministerin zu genehmigen.

Zu § 68 (EAG-Förderdatenbank):

Die EAG-Förderabwicklungsstelle ist Verantwortliche im Sinne der Verordnung (EU) 2016/679 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG (Datenschutz-Grundverordnung), ABl. Nr. L 119 vom 04.05.2016 S. 1, zuletzt berichtigt durch ABl. Nr. L 127 vom 23.05.2018 S. 2 (DSGVO). Von der Datenverarbeitung betroffene Personen haben gemäß DSGVO ein Recht auf Auskunft seitens der EAG-

Förderabwicklungsstelle über die verarbeiteten personenbezogenen Daten sowie auf Berichtigung oder Löschung oder auf Einschränkung der Verarbeitung, ein Widerspruchsrecht gegen die Verarbeitung sowie ein Recht auf Datenübertragbarkeit (Art. 15 bis 21 DSGVO).

Zu § 69 (Abgeltung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle):

Die Erneuerbaren-Förderpauschale und der Erneuerbaren-Förderbeitrag werden von der Ökostromabwicklungsstelle eingehoben. § 69 Abs. 2 regelt den Mechanismus zur Abgeltung der über den Erträgen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 71 Abs. 1 Z 3 bis 7 liegenden Aufwendungen für Förderungen nach dem 2. Teil durch die von der Ökostromabwicklungsstelle eingehobenen Beträge.

Die in Abs. 3 geregelte Abgeltung der Aufwendungen für Förderungen nach dem 3. Teil funktioniert nach dem bekannten Prinzip des § 42 ÖSG 2012, BGBl. I Nr. 75/2011 idF BGBl. I Nr. 12/2021.

Zu § 70 (Aufsicht und Kontrolle):

Gemäß dieser Bestimmung obliegt die Aufsicht über die EAG-Förderabwicklungsstelle der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Die EAG-Förderabwicklungsstelle unterliegt überdies der Prüfung durch den Rechnungshof.

Zu den §§ 71 bis 78 (Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel):

Allgemein zu den §§ 71 bis 78 (Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel):

Der Aufbringungsmechanismus des ÖSG 2012 wird im EAG mit kleineren Anpassungen weitergeführt. Die bisherige „Ökostrompauschale“ erhält die Bezeichnung „Erneuerbaren-Förderpauschale“, der „Ökostromförderbeitrag“ wird zum „Erneuerbaren-Förderbeitrag“. Zur Aufbringung der Mittel für Förderungen im Bereich erneuerbares Gas (3. Teil) wird der „Grüngas-Förderbeitrag“ eingeführt. Die Möglichkeit der Befreiung von den Erneuerbaren-Förderkosten für einkommensschwache Haushalte bleibt im EAG bestehen.

Zu § 72:

§ 72 entspricht dem bisherigen § 49 ÖSG 2012. Das unter dem Regime des ÖSG 2012 etablierte Verfahren zur Kostenbefreiung für einkommensschwache Haushalte wird, wie bisher, weitergeführt.

Der Nachweis und die Feststellung über das Vorliegen der Befreiungsvoraussetzungen richtet sich nach dem im Fernsprechtgeltzuschussgesetz (FeZG) vorgesehenen Verfahren und obliegt der GIS Gebühren Info Service GmbH.

Um die Abwicklung der Kostenbefreiung einfach und verwaltungswirtschaftlich zu gestalten, wird die Regulierungsbehörde ermächtigt, die in Abs. 3 Z 1 bis 5 genannten Inhalte mittels Verordnung näher zu regeln.

Im Vollzugsbereich dieser Bestimmung sind personenbezogene Daten insoweit betroffen, als dem jeweiligen Netzbetreiber unter Angabe des Namens, der Adresse und betroffenen Zählpunktnummer die Genehmigung der Befreiung durch die GIS Gebühren Info Service GmbH bekannt gegeben werden muss, damit der Netzbetreiber für den vorgegebenen Zeitraum keinen Erneuerbaren-Förderbeitrag, keinen Grüngas-Förderbeitrag bzw. keine Erneuerbaren-Pauschale einhebt. Ebenso ist er über allfällige Änderungen zu informieren.

Zu § 73 Abs. 2:

Es handelt sich hier um die Beträge der Ökostrompauschale-Verordnung 2021.

Zu § 73 Abs. 3:

Werden Anlagen als Überschussanlagen geführt, besteht oftmals die Problematik, dass die Einspeiseleistung deutlich über der Bezugsleistung liegt und den Anschluss an eine höhere Netzebene erfordert. Dies führte in der Vergangenheit oft dazu, dass Überschusseinspeiser eine im Verhältnis zur Bezugsleistung sehr hohe Ökostrompauschale zu entrichten hatten. Die Regelung in Abs. 3 soll diesem Problem Abhilfe schaffen, indem zur Berechnung der Erneuerbaren-Förderpauschale auf jene Netzebene gemäß § 55 Abs. 7 ElWOG 2010 abgestellt wird, auf der die Anlage bei alleiniger Betrachtung der Bezugsleistung liegen würde.

Zu § 73 Abs. 5:

Diese Bestimmung richtet sich insbesondere an Saisonbetriebe, wie Seilbahnen, Skilifte und Hotels, die nur in wenigen Monaten des Jahres eine größere Menge an Strom beziehen. Bisher mussten sie die volle Ökostrompauschale als jährlichen Fixbetrag entrichten, was oft zu einem Missverhältnis zwischen den Ökostromförderkosten im Vergleich zum Leistungsentgelt für den bezogenen Strom führte. Diesem Missverhältnis soll durch die Reduktion der Erneuerbaren-Förderpauschale für den Zeitraum des verminderten Strombezugs, maximal jedoch für neun Monate, beigegeben werden. Voraussetzung für

die Inanspruchnahme ist die Fernsteuerbarkeit der Anlage sowie die Ausstattung mit einem Smart Meter bzw. Lastprofilzähler.

Zu § 75 Abs. 5:

Die Ausnahme bezieht sich nur auf die Verbrauchsmengen innerhalb einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft. Mengen, die aus dem öffentlichen Netz bezogen werden, sind zu berücksichtigen.

Zu § 76 (Grüngas-Förderbeitrag)

Der Grüngas-Förderbeitrag ist nach dem Vorbild des Erneuerbaren-Förderbeitrags von allen an das öffentliche Gas-Verteilernetz angeschlossenen Endverbrauchern im Verhältnis zum jeweilig zu entrichtenden Netznutzungsentgelt zu leisten. Aus den eingehobenen Mitteln sollen die Förderungen im Bereich erneuerbares Gas sowie die Tätigkeit der Servicestelle für erneuerbare Gase finanziert werden.

Der Grüngas-Förderbeitrag ist wie der Erneuerbaren-Förderbeitrag jährlich im Vorhinein mit Verordnung festzulegen. Die Regelungen zur Verrechnung, Einhebung und Einbringlichmachung bei Nichtbezahlung (Abs. 3 bis 6) entsprechen den für den Erneuerbaren-Förderbeitrag geltenden Bestimmungen.

Zu § 78 (Zuweisung von Technologiefördermitteln an die Länder):

Wie bisher sind den Bundesländern Technologiefördermittel im Ausmaß von insgesamt sieben Millionen Euro zur Verfügung zu stellen. Diese sind in doppelter Hinsicht zweckgebunden. Einerseits sind sie zur Unterstützung von Projekten zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen einzusetzen, andererseits sind sie so einzusetzen, dass sie zur Erreichung der in § 4 gelisteten Ziele beitragen.

Der den einzelnen Ländern zukommende Anteil ist nach dem Verhältnis des jährlichen Zubaus an Erzeugungsleistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen zum jährlichen Gesamtzubau in Österreich zu bemessen. Für die Berechnung dieses Anteils wird der Betrag von sieben Millionen Euro durch die Anzahl der im EAG förderbaren Technologien (fünf: Wasserkraft, Photovoltaik, Windkraft, Biomasse und Biogas) geteilt und der Wert des Quotienten wiederum durch die Kapazität der jeweiligen Technologie gemäß dem linearen Ausbaupfad. Dies ergibt die Berechnungsbasis für die einzelne Technologie, die zur Ermittlung des Anteils jedes Bundeslandes – als prozentueller Wert zum Gesamtbetrag von sieben Millionen – herangezogen wird. Den Ländern steht es frei, die Technologiefördermittel zu erhöhen.

Der Pflicht zur ordnungsgemäßen Berichterstattung über den Einsatz der Mittel (Abs. 3) wird insofern Nachdruck verliehen, als die Auszahlung weiterer Technologiefördermittel bis zur Vorlage eines vollständigen und mangelfreien Berichtes ausgesetzt wird.

Zu den §§ 79 und 80:

Die Regelungen zu den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften in der Richtlinie (EU) 2018/2001 sind grundsätzlich energieträgerneutral formuliert. Die Richtlinie selbst geht jedoch in den Erwägungsgründen davon aus, dass sich das Konzept der Eigenversorgung und gemeinschaftlichen Versorgung bislang vordergründig im Bereich erneuerbarer Elektrizität realisiert hat. Dies gilt auch für Österreich, weswegen die konkrete Umsetzung der Richtlinienvorgaben vorerst auf den Elektrizitätsbereich zugeschnitten ist. Die entsprechenden Regelungen sind im EIWOG 2010 in den §§ 16c bis 16e verankert.

In § 79 EAG sind die allgemeinen Bestimmungen enthalten, die auf alle Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften – unabhängig von den eingesetzten Energieträgern – Anwendung finden. Darauf basierend soll es möglich sein, auch andere Energieträger in das Gemeinschaftskonzept zu integrieren. § 80 eröffnet den Zugang zum Förderregime des 2. Hauptstücks des 2. Teils und des 3. Teils.

Zu § 79 (Allgemeine Bestimmungen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften):

Zu Abs. 1: Die Entwicklung dezentraler Technologien für die Erzeugung erneuerbarer Energie sowie die Eigenversorgung, vor allem mit erneuerbarer Elektrizität, gewinnen zunehmend an Bedeutung. Die Verankerung der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen mit der sog. „Kleinen Ökostrom-Novelle 2017“, BGBl. I Nr. 108/2017, in § 16a EIWOG 2010 war ein wichtiger Schritt in Richtung mehr Bürgerenergie und mehr Eigenversorgung. Die Möglichkeit des Zusammenschlusses von Privaten und lokalen Behörden zu einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft – über Grundstücksgrenzen hinweg – geht diesen Weg weiter: Sie trägt wesentlich dazu bei, dezentralisierte Versorgung zu fördern und Bürger und Bürgerinnen stärker an der Energiewende teilhaben zu lassen. Mit Investitionen vor Ort und der Möglichkeit, an Projekten im Bereich der erneuerbaren Energie teilzunehmen, wird zu einer Steigerung der lokalen Akzeptanz erneuerbarer Energie beigetragen.

In Entsprechung des Art. 22 Abs. 4 lit. b der Richtlinie (EU) 2018/2001 sollen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften nicht nur eigenerzeugte Energie nutzen können, sondern auch Aggregationsdienste oder andere Energiedienstleistungen erbringen können.

Eigentümer einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen können die Gemeinschaft selbst, deren Mitglieder, Gesellschafter oder Dritte sein. Die Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen liegt – mit Ausnahme des Eigenverbrauchs von Mitgliedern, die eine Erzeugungsanlage einbringen – bei der Gemeinschaft. Hinsichtlich der Betriebsführung und Wartung kann sich die Gemeinschaft eines Dritten bedienen. Contract- und Leasingmodelle sind zulässig.

Zu Abs. 2: Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind als Vereine, Genossenschaften oder sonstige Personen- oder Kapitalgesellschaften mit Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften haben im Sinne der Gemeinnützigkeit ohne vorrangige Gewinnabsicht zu agieren (z. B. gemeinnützige GmbH). Mitglieder sind Private, Rechtsträger von Behörden in Bezug auf lokale Dienststellen oder sonstige juristische Personen öffentlichen Rechts. Von der Mitgliedschaft in oder Beteiligung an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind jedenfalls Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen im Sinne des EIWOG 2010 und GWG 2011 ausgeschlossen, weil deren Beteiligung stets ihrer gewerblichen bzw. beruflichen Haupttätigkeit gleichkommt (s. hierzu auch § 16c Abs. 1 EIWOG 2010, der eine Spezialregelung für Erzeuger im Elektrizitätsbereich vorsieht).

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollen in der Lage sein, in den eigenen Anlagen produzierte Energie gemeinsam zu nutzen. Die Teilnahme an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft ist freiwillig und offen. Das Recht auf freie Lieferantenwahl bleibt unberührt.

Für die Einordnung eines Unternehmens als kleines oder mittleres Unternehmen wird auf die Empfehlung der Kommission betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen, ABl. Nr. L 124 vom 25.03.2003 S. 36, verwiesen. Für die Zwecke der Einordnung ist Art. 3 Abs. 4 des Anhangs nicht anzuwenden, sofern das betroffene Unternehmen die Schwellenwerte des Art. 2 des Anhangs nicht überschreitet. Dies ist im Hinblick auf die Ziele der Richtlinie (EU) 2018/2001 geboten, die allem voran auch die Teilnahme von juristischen Personen des öffentlichen Rechts an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft ermöglichen will.

Das Ziel einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft liegt nicht im finanziellen Gewinn, sondern in der Gemeinnützigkeit. In diesem Sinne soll sie den Mitgliedern oder Gesellschaftern bzw. den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile bringen. Die Umschreibung der Gemeinnützigkeit entspricht der Terminologie des Art. 2 Z 16 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften haben im Sinne der Gemeinnützigkeit ohne vorrangige Gewinnabsicht zu agieren. Die Erzielung von Gewinnen ist zwar grundsätzlich zulässig (wie z. B. geringfügige Vermarktungserlöse aus Überschussmengen, die Gewinnkomponenten enthalten), solange die Gewinne nicht um ihrer selbst willen erfolgen, sondern an die Mitglieder bzw. an die Gemeinschaft weitergegeben werden. Wo sich die Gemeinnützigkeit nicht schon – quasi automatisch – aus der Gesellschaftsform ergibt, sollte die „nicht vorrangige Ausrichtung auf Gewinn“ in der Satzung festgehalten werden (z. B. GmbH).

Zu Abs. 3: In Umsetzung des Art. 22 Abs. 4 lit. d der Richtlinie (EU) 2018/2001 sowie Art. 16 UAbs. 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 hat die Regulierungsbehörde bis zum Ende des ersten Quartals 2024 eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen. Die Kosten-Nutzen-Analyse soll Entscheidungsgrundlage für die Festlegung oder Anpassung von bestehenden Regelungen sein, die eine ausgewogene Beteiligung der Energiegemeinschaften an den Systemgesamtkosten (dazu zählt neben den Kosten für Ausgleichsenergie auch die Netzentgelte und Aufbringung der Fördermittel nach diesem Bundesgesetz) sicherstellen.

Zu § 80 (Förderungen für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften):

Diese Bestimmung legt – unbeschadet sonst bestehender Förderregelungen (z. B. Klima- und Energiefondsgesetz oder landesrechtliche Förderungen) – fest, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften dem Förderregime des 2. Hauptstückes des 2. Teils und des 3. Teils unterliegen. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, die eine Förderung in Anspruch nehmen wollen, haben für jede Anlage jeweils einen Antrag einzubringen.

Zu § 81 (Herkunftsnachweisdatenbank):

Als zentrales Register für Herkunftsnachweise kommt in Umsetzung und nach den Vorgaben des Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 die bereits für den Strombereich etablierte Registerdatenbank der E-Control zur Anwendung. Die Datenbank soll eine reibungslose Durchführung der Herkunftsnachweistransfers, -ausstellung und -entwertung auch bei Umwandlung zwischen den Energieträgern ermöglichen. Das Herkunftsnachweissystem soll möglichst effizient verwaltet und abgewickelt werden.

Zu Abs. 1: Wie bislang in § 10 ÖSG 2012 ist für die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung und der Entwertung der Herkunftsnachweise die Regulierungsbehörde zuständig. Bei der Errichtung und beim

Betrieb der Herkunftsnachweisdatenbank hat die Regulierungsbehörde die Bestimmungen der Datenschutz-Grundverordnung, insbesondere die Art. 24, 25 und 32, einzuhalten. Die Regulierungsbehörde ist demnach Verantwortliche im Sinne der Datenschutz-Grundverordnung.

Abs. 2 normiert eine Registrierungspflicht für alle Erzeugungsanlagen in der Herkunftsnachweisdatenbank. Die Registrierung ist entweder vom Anlagenbetreiber selbst vorzunehmen oder von einem Anlagenbevollmächtigten. Die Registrierung kann auch durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften, die Ökostromabwicklungsstelle, die EAG-Förderabwicklungsstelle oder sonstige Förderstellen, wie dem Klima- und Energiefond, erfolgen.

Zu Abs. 3: Die Nettoerzeugungsmenge entspricht jener Menge, die in das öffentliche Netz eingespeist wird (Bruttostromerzeugung einer Anlage abzüglich des Eigenbedarfs für eine Pumpe, den Anlagenbetrieb u. ä.)

Zu Abs. 4: Auf die Registrierungspflicht nach Abs. 2 haben im Gasbereich die Bilanzgruppenkoordinatoren und im Strombereich die Netzbetreiber hinzuweisen. Ergänzend dazu kann die Regulierungsbehörde entsprechende Informationen auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Beim Abgleich von Zählpunkt-Daten kommt es in der Praxis regelmäßig vor, dass registrierte Zählpunkte in der Herkunftsnachweisdatenbank nicht eingetragen sind. Satz 2 des Abs. 4 verfolgt daher den Zweck, die Vollständigkeit und Handhabbarkeit der Herkunftsnachweisdatenbank zu gewährleisten.

Zu Abs. 5: Derzeit haben Herkunftsnachweise den Anforderungen der Norm CEN-EN 16325 zu entsprechen. Diese Norm wird derzeit überarbeitet; es ist davon auszugehen, dass diese im Laufe des Jahres 2021 in Kraft tritt. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie soll im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort allfällige zukünftige Überarbeitungen dieser Norm oder weitere technische Spezifikationen mit Verordnung für verbindlich erklären können.

Zu Abs. 7: Der Bilanzgruppenkoordinator betreibt das Biomethanregister und stellt schriftliche Bestätigungen für die nachvollziehbare Gewährung des Technologiebonus im Sinne des § 21 Abs. 2 ÖSG 2012 aus. Durch die Bereitstellung von Daten durch den Bilanzgruppenkoordinator wird auch das Biomethanregister erfasst. Über das Biomethanregister des Bilanzgruppenkoordinators sollen Doppelmeldungen/-aufwände bei Marktteilnehmern vermieden werden.

Zu Abs. 8: Diese Bestimmung begründet eine Schnittstelle zu den Nachhaltigkeitskriterien und den damit zusammenhängenden Nachweisdatenbanken. Um das Risiko einer etwaigen Doppelzählung bei der Anwendung von erneuerbarem Gas als Treibstoff, für den gem. Kraftstoffverordnung 2012, BGBl. II Nr. 398/2012 idF BGBl. II Nr. 630/2020, ein elektronisches nationales Biokraftstoffregister (bzw. ein elektronischer Nachhaltigkeitsnachweis – EINa) geführt werden muss, zu vermeiden, soll die Regulierungsbehörde eine reibungslose Abwicklung der Herkunftsnachweisausstellung und -entwertung sicherstellen. Das Biokraftstoffregister, das vom Bilanzgruppenkoordinator gemäß § 85 GWG 2011 betriebene Biomethanregister und die Herkunftsnachweisdatenbank müssen daher im ständigen Datenaustausch stehen und die Daten möglichst transparent offenlegen.

Zu Abs. 9: Ein Teil der in der Herkunftsnachweisdatenbank gepflegten Daten soll für die Marktteilnehmer im Anlagenregister veröffentlicht werden. Die Daten werden nach Abschluss der Überprüfung durch die Regulierungsbehörde öffentlich gemacht. Dies erfolgt erfahrungsgemäß – wobei hier auf die Erfahrungen aus dem Strombereich zurückgegriffen wird – in der zweiten Jahreshälfte für das vorangegangene Jahr.

Zu § 82 (Eigenversorgung):

Grundsätzlich dienen Herkunftsnachweise der Kennzeichnung der Energie dem Kunden gegenüber. Mit dieser Bestimmung sollen auch Anlagen, die zur Eigenversorgung oder außerhalb des öffentlichen Netzes Energie erzeugen, in der Herkunftsnachweisdatenbank sowie für das Anlagenregister erfasst werden. Es soll auch für Eigenerzeugungs- bzw. Inselanlagen möglich sein, Herkunftsnachweise zu generieren. Diese können für statistische Zwecke, Marketingzwecke, Nachhaltigkeitsberichte oder Ähnliches verwendet werden. Die für Eigenerzeugung oder für in Inselanlagen erzeugte Energie ausgestellten Herkunftsnachweise sind nicht handelbar. Der Anteil der Eigenerzeugung bzw. der Anteil, der nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird, wird mittels intelligenter Messgeräte gemessen. Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität gilt gemäß Abs. 2 ein Schwellenwert von 100 kW. Darunter erfolgt anhand der vorhandenen Daten eine rechnerische Ermittlung des Eigenversorgungsanteils.

Zu § 83 (Herkunftsnachweise):

Herkunftsnachweise, die für die Zwecke der Richtlinie (EU) 2018/2001 ausgestellt werden, dienen ausschließlich dazu, einem Endkunden gegenüber nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde. Ein Herkunftsnachweis kann,

unabhängig von der Energie, auf die er sich bezieht, von einem Inhaber auf einen anderen übertragen werden. Um sicherzustellen, dass eine Einheit erneuerbare Energie einem Kunden gegenüber nur einmal ausgewiesen werden kann, sollte jedoch eine Doppelzählung und doppelte Ausweisung von Herkunftsnachweisen vermieden werden. Energie aus erneuerbaren Quellen, deren begleitender Herkunftsnachweis vom Produzenten separat verkauft wurde, sollte gegenüber dem Endkunden nicht als Energie aus erneuerbaren Quellen ausgewiesen oder verkauft werden.

Diese Bestimmungen entsprechen im Wesentlichen dem bisherigen § 10 ÖSG 2012, wobei nunmehr auch Regelungen für erneuerbare Gase vorgesehen sind.

In Abs. 2 wird die Gültigkeit von Herkunftsnachweisen nach den Vorgaben der Richtlinie (EU) 2018/2001 beschränkt. Demnach gelten die Herkunftsnachweise 12 Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit; sie verfallen spätestens nach 18 Monaten. In den sechs Monaten dazwischen dienen die Herkunftsnachweise der Aufbereitung der Strom- bzw. Gaskennzeichnung; in dieser Zeit sind Herkunftsnachweise handelbar.

Zu Abs. 4: Als nachweislich überlassen gilt ein Herkunftsnachweis, wenn er in der Herkunftsnachweisdatenbank vom Vorbesitzer auf den Käufer übertragen wird.

Zu § 84 (Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus anderen Staaten):

Diese Bestimmung ist in Übereinstimmung mit der Richtlinie (EU) 2018/2001 § 11 ÖSG 2012 nachgebildet.

Zu § 85 (Grüngassiegel):

Herkunftsnachweise gemäß § 83 und Grünzertifikate für Gas gemäß § 86 werden mit einem Grüngassiegel versehen, wenn die eingesetzten Energieträger auf das Erneuerbaren-Referenzziel gemäß Art. 3 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 angerechnet werden können. Bei erneuerbarem Gas, welches aus Biomasse-Brennstoffen hergestellt wird, müssen außerdem die Nachhaltigkeitskriterien des § 6 Abs. 2 und 3 eingehalten werden. Herkunftsnachweise oder Grünzertifikate für Gas mit Grüngassiegel können zum Nachweis der Erreichung einer Grün-Gas-Quote (§ 87) herangezogen werden. Die in der Richtlinie (EU) 2018/2001 normierte Funktion der Herkunftsnachweise wird dabei nicht abgeändert.

Herkunftsnachweise sollen – wie schon bisher – von den Netzbetreibern für die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Gasen angefordert werden. Hierzu wird die Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde genutzt.

Zu § 86 (Grünzertifikate):

Grünzertifikate für Gas werden für nicht in das öffentliche Netz eingespeistes erneuerbares Gas auf Basis der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control gemäß §§ 81 und 82 ausgestellt. Dies gilt auch für erneuerbares Gas, welches in private Netze eingespeist wird. Grünzertifikate mit Grüngassiegel können zum Nachweis einer Grün-Gas-Quote herangezogen werden. Nur mit Grüngassiegel können Grünzertifikate für Gas ausschließlich für den Zweck der Anrechnung auf eine Grün-Gas-Quote unter den Verpflichteten gehandelt werden.

Zu § 87 (Anrechnung und Nachweis der Grün-Gas-Quote)

Sollten Versorger zukünftig dazu verpflichtet werden, einen Anteil der verkauften Gasmengen durch erneuerbare Gase zu substituieren (Grün-Gas-Quote), regelt § 87, dass dieser Anteil entweder durch Herkunftsnachweise mit Grüngassiegel oder durch Grünzertifikate für Gas mit Grüngassiegel nachgewiesen werden kann.

Hinsichtlich der Grünzertifikate für Gas besteht eine Einschränkung: Sie dienen nur dann als Nachweis, wenn ein Versorger selbst eine Produktionsstätte für erneuerbares Gas betreibt oder eine beherrschende Kontrolle über den Betreiber einer solchen Anlage ausübt. Diese Regelung soll Geschäftsmodelle erlauben, die von Versorgern selbst betrieben oder unternehmensrechtlich kontrolliert werden. Grünzertifikate fallen grundsätzlich für jede im Bundesgebiet erzeugte Einheit erneuerbarer Energie an, sofern diese nicht in das öffentliche Netz eingespeist wurde. Sie dienen als Nachweis für den Erzeuger darüber, dass die produzierte Energie aus erneuerbaren Quellen stammt. Grünzertifikate können – abgesehen von der Möglichkeit zur Anrechnung auf eine zukünftige Quote – für die Energiestatistik und freiwillige Ausweisung von erneuerbarer Energie genutzt werden.

Die spezifischen Regeln für die Anrechenbarkeit auf die Quote lassen jene Vorschriften unbenommen, die ganz allgemein die Gleichwertigkeit von Herkunftsnachweisen aus einem anderen EU-Mitgliedstaat oder einem EWR-Vertragsstaat sichern. Die einzige Voraussetzung ist, dass diese zumindest den Anforderungen des Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen.

Zu § 88 (Fernwärme und Fernkälte):

Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 verpflichtet die Mitgliedstaaten, auch für den Bereich Wärme oder Kälte Regelungen für Herkunftsnachweise vorzusehen. In Umsetzung dieser Bestimmung besteht künftig für Betreiber von größeren Fernwärme- oder Fernkälteanlagen die Verpflichtung, einmal im Jahr eine Aufschlüsselung über die Art der in den Anlagen verwendeten Brennstoffe sowie den Anteil der in das Fernwärme bzw. -kältenetz eingespeisten Abwärme und -kälte der Regulierungsbehörde zu melden.

Die Verpflichtung trifft Anlagenbetreiber mit mehr als 250 Kunden, darunter fallen sowohl Haushaltskunden (Hausanschlüsse) als auch Anschlüsse von gewerblichen/industriellen Kunden.

Bezüglich Abwärme und -kälte gilt die Begriffsbestimmung des § 5 Abs. 1 Z 1. Darüber hinaus kann im Sinne dieser Bestimmung auch Abwärme berücksichtigt werden, die bspw. aus technischen Anlagen kommunaler Betreiber, Lüftungsanlagen, Rechenzentren, Abwasser- und Kläranlagen sowie Müllverbrennungsanlagen gewonnen wird.

Auch Fernwärme- und Fernkälteanlagen sollen in der Herkunftsnachweisdatenbank registriert werden.

Zu § 89 (Preistransparenz):

Mit dieser Bestimmung soll ein erster Schritt in Richtung mehr Preistransparenz im Fernwärmebereich gesetzt werden. Sie dient dem Anliegen, Angebots- und Preisstrukturen am Fern- und Nahwärmemarkt für Verbraucherinnen und Verbraucher nachvollziehbarer zu gestalten.

Die im Text genannten Preiskomponenten orientieren sich an jenen Preiselementen, die der Großteil der Fernwärmeanlagenbetreiber und Fernwärmeanbieter (Dritte, die nicht Erzeuger sind und gegenüber Fernwärmeabnehmern als Wärmelieferanten auftreten) in Österreich ihren Tarifen zugrunde legen. Dabei stellt der Grundpreis ein nicht verbrauchsbezogenes Preiselement dar, der in der Regel am Verrechnungsanschlusswert oder an der Wohnungs-Nutzfläche bemessen wird. Die dem Grundpreis zugrundeliegende Bemessungsgrundlage ist daher ebenso an die Regulierungsbehörde zu melden. Der Arbeitspreis stellt ein verbrauchsbezogenes Preiselement dar. Der Messpreis ist, wie der Grundpreis, eine fixe Preiskomponente und deckt grundsätzlich den Aufwand für Ablesung, Wartung, Instandhaltung und Eichung der Wärmezähler ab.

Die Anschlussgebühr dient der Bedeckung der anteilmäßigen Kosten für Wartung, Instandhaltung und auch Errichtung des Fernwärmenetzes.

Die in Abs. 1 genannten Informationen sollen nach den Vorgaben der Regulierungsbehörde zur Datenübertragung zeitgleich mit jenen nach § 88 eingemeldet werden.

Die E-Control hat diese Aufgabe in organisatorischer und finanzieller Hinsicht im Rahmen ihrer nicht-regulatorischen Tätigkeit gemäß § 5 Abs. 4 in Verbindung mit § 32 Abs. 6 E-ControlG zu besorgen.

Zu § 90 (EAG-Monitoringbericht):

Der EAG-Monitoringbericht ist eine Erweiterung und Vertiefung des bisher in § 52 ÖSG 2012 verankerten Ökostromberichts, der durch den EAG-Monitoringbericht ersetzt wird. Der EAG-Monitoringbericht soll nicht nur Aufschluss über den Grad der Zielerreichung geben, sondern detaillierte Informationen über alle damit im Zusammenhang stehenden Aspekte liefern.

Zu § 91 (Evaluierung):

Mit dem EAG wird die Fördersystematik des Ökostromgesetzes grundlegend überarbeitet und es werden bislang noch kaum erprobte Konzepte eingeführt. Daher soll nach zwei Jahren eine erste Evaluierung des neuen Systems erfolgen. Der Zeitpunkt des ersten Evaluierungsberichts ist mit dem durch die Verordnung (EU) 2018/1999 geschaffenen Governance-Mechanismus zur Umsetzung und Überwachung der europäischen Klima- und Energieziele abgestimmt, der eine potenzielle Pflicht zur Aktualisierung der nationalen Energie- und Klimapläne bis zum 30. Juni 2024 vorsieht. Der Evaluierungsbericht soll eine fundierte Entscheidungsgrundlage für etwaig notwendige Anpassungen des Fördersystems sowie der rechtlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und der im EIWOG 2010 geregelten Bürgerenergiegemeinschaften und gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen liefern. Bei Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollen im Sinne des Art. 22 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 insbesondere die Hindernisse und Entwicklungspotenziale außerhalb des Elektrizitätssektors (im Wärmebereich, aber auch in den Bereichen erneuerbares Gas und erneuerbarer Wasserstoff) und hinsichtlich des Betriebs von Netzen beleuchtet werden. Auch der Grad der Beteiligung von einkommensschwachen Haushalten ist im Rahmen der Evaluierung zu erheben (s. Art. 22 Abs. 4 lit. f der Richtlinie (EU) 2018/2001).

In Umsetzung von Art. 15 Abs. 8 der Richtlinie (EU) 2018/2001 soll der Evaluierungsbericht auch Aufschlüsse über allfällige Hindernisse für langfristige Bezugsverträge von erneuerbarem Strom geben.

Zu § 93 (Transparenz und Veröffentlichung gewährter Förderungen):

§ 93 entspricht § 51a ÖSG 2012 mit der Maßgabe, dass im Sinne einer Steigerung der Fördertransparenz künftig alle auf Grundlage des EAG gewährten Förderungen, die in ihrer Gesamtheit pro Förderempfänger über 100.000 Euro liegen, unter Anführung der in Abs. 1 genannten Informationen veröffentlicht werden sollen.

Zu den §§ 94 bis 96 (Integrierter österreichischer Netzinfrasturplan):**Allgemein zu den §§ 94 bis 96 (Integrierter österreichischer Netzinfrasturplan):**

Die §§ 94 bis 96 regeln den „Integrierten österreichischen Netzinfrasturplan“ (kurz: NIP) als neues national freiwilliges (d.h. vom Unionsrecht nicht verpflichtend vorgegebenes) Planungsinstrument im Energieinfrastrukturbereich.

Der NIP ist eine im „Integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich, Periode 2021-2030“, vorgesehene Begleitmaßnahme und soll durch Zusammenschau der Sektoren beitragen, die benötigte Energieübertragungsinfrastruktur im Hinblick auf die verbindlichen EU 2030-Ziele (einschließlich sektor- und technologiespezifischer Maßnahmen) zu erreichen. Rechtsgrundlage ist die Verordnung (EU) 2018/1999.

Zu § 94:

Planerstellerin und zuständige Behörde ist die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Der NIP ist in Verbindung mit der Zielbestimmung des § 94 Abs. 2 Z 3 stehend einer Strategischen Umweltprüfung nach der Richtlinie (EU) 2001/42/EG (SUP-Richtlinie) zu unterziehen: Nach der Judikatur des Europäischen Gerichtshofs (C-567/10, Inter-Environnement Bruxelles u.a.) regelt die SUP-Richtlinie nicht nur Pläne und Programme, die in nationalen Rechtsvorschriften vorgesehen sind, sondern auch solche, deren Annahme vorgesehen, aber nicht verpflichtend ist. Die im Rahmen der SUP erarbeiteten Grundlagen und Ergebnisse sind im Zuge der Genehmigung der konkreten Projekte zur Umsetzung des NIP heranzuziehen und für eventuelle Projektwerber verwendbar. Das Verfahren der Strategischen Umweltprüfung sollte innerhalb von zwölf Monaten abgeschlossen sein.

Abs. 2 regelt die Ziele und Grundsätze des NIP:

Nach Z 1 soll der NIP als Eckpfeiler der Versorgungsstrategie die Schnittstellen und möglichen Potenziale aufzeigen, um die vorhandenen Optimierungsoptionen einer engeren wechselseitigen Betrachtung des Strom- und Gassystems zu realisieren. Dies etwa durch die Identifizierung der optimalen Standorte für große Speicher- und Konversionsanlagen – wie beispielsweise Power-to-Gas – und ähnlichen Optionen.

Z 2 erweitert die Z 1 im Energieinfrastrukturbereich, um Informationen und Einschätzungen über spezifische Wechselwirkungen und Synergien zu gewinnen; zusammenschauende Betrachtungsobjekte können Energieträger, Energiewegeplanung, technologiespezifische Kraftwerksmodalitäten und/oder Bedürfnisse des Verbrauchssektors sein.

Z 3 ergänzt im Sinne des Berücksichtigungsprinzips die Z 1 und 2, um die positive Wechselwirkung und Abstimmung mit anderen Fachplanungen des Bundes und der Raumplanung der Länder (Gemeinden) auch nach ökologischen Gesichtspunkten zu identifizieren und zu verstärken.

Die Festlegung von raumbezogenen Energie-Infrastrukturanforderungen ist eine Querschnittsmaterie der Raumordnung und im Schnittstellenbereich vielschichtig. Die Netzinfrastur ist ein Betrachtungsausschnitt neben beispielsweise einer Standortbewirtschaftung für Energie-Erzeuger/Gewerbe/Industrie oder einer Wohnraumbewirtschaftung im Hinblick auf die Versorgung der Bevölkerung.

Kompetenzrechtlich können Angelegenheiten der Länder nach Art. 15 B-VG, wie beispielsweise Naturschutz oder Bauordnung, durch die Kompetenz des Bundes nicht verdrängt werden; demgegenüber kann die Raumordnung der Länder durch die (Fachplanungs-)Kompetenz des Bundes, etwa im Starkstromwegerecht nach Art. 10 und 12 B-VG, „durchbrochen werden“. Materiengesetzkonflikte schlagen nach dem Kumulationsprinzip auf die Bewilligungsebene durch: Ein Bewilligungswerber darf erst mit der Projektrealisierung beginnen, wenn die dafür positiven Bewilligungen bei den zuständigen Behörden aufgrund sämtlicher Materiengesetze des Bundes und der Länder erwirkt wurden. Verfahrensdauer und Prozesskosten werden dadurch mitbestimmt.

Da die sachbezogene Fachplanungskompetenz des Bundes, etwa im bundesländerüberschreitenden Starkstromwegerecht, und die Planung der Länder sich sinnvollerweise nicht wechselseitig ausschließen sollen, ist eine Koordination durch Kooperation und Schnittstellenarbeit anzustreben. Vor dem

Hintergrund des bundesstaatlichen Berücksichtigungsprinzips bedarf es gemeinsamer Anstrengungen aller Gebietskörperschaften (Bund, Länder, Gemeinden), um Instrumente jenseits der Komplexität von Art. 15a B-VG-Vereinbarungen zu entwickeln, wie wechselseitige Koordinations- und Kooperationspflichten, dazu rasch handhabbare Prozesse und Mechanismen.

Der NIP soll auf Tatsachenebene fachliche Informationen über die Flächennutzung und Standorteignung von Energieinfrastruktur verschränken und bereitstellen, ohne in die Planungskompetenz der Länder einzugreifen. Damit können im Sinne einer Positivplanung zwecks Rechtssicherheit und Kostenersparnis frühzeitig – und nicht erst im Bewilligungsverfahren – Nutzungskonflikte für Projektanten/Investoren im Energieinfrastrukturbereich identifiziert und gelöst werden.

Gemäß Z 5 sollen alle an Energieinfrastruktur interessierten Personen frühzeitig informiert und eingebunden werden. Dieses Ziel wird abgesichert, indem der NIP einer Strategischen Umweltprüfung nach Maßgabe der SUP-Richtlinie zu unterziehen ist; deren Vorgaben werden in den §§ 95 und 96 umgesetzt.

Abs. 3 beschreibt demonstrativ Inhalte und Maßnahmen des NIP in Verbindung mit den Grundsätzen und Zielen des Abs. 2. Im Sinne der Z 2 sind Infrastrukturen so auszulegen, dass alle Sektoren in volkswirtschaftlich sinnvoller und effizienter Weise ausreichend mit nicht-fossilen Energieträgern versorgt werden. Die Identifizierung von Regionen gemäß Z 5, allenfalls unter Festlegung besonderer technologischer Anforderungen, indiziert das öffentliche Interesse im Hinblick auf dort zu errichtende Anlageninfrastruktur, mit dem Ziel, nachgelagerte Genehmigungsverfahren zu beschleunigen.

Abs. 4 steht in Verbindung mit Abs. 2 Z 3 und betont die informative, nicht in die Kompetenz der Länder eingreifende Wirkung des NIP. Die vorgesehene Vermeidung von SUP-Mehrfachprüfungen entspricht dem Gebot des Art. 4 Abs. 3 der SUP-Richtlinie.

Abs. 5 steht in Verbindung mit Abs. 2 Z 1 und soll eine engere wechselseitige Betrachtung des Strom- und Gassystems forcieren und normiert insofern ein Berücksichtigungsgebot gegenüber Netzentwicklungsplänen, die im Rahmen des EIWOG 2010 und GWG 2011 erstellt werden, und im Hinblick auf Daten über potentielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase.

Zu Abs. 6: Zur Erstellung des NIP kann sich die Bundesministerin gegenüber Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen auf die Auskunftspflicht des § 8 stützen. Außerdem kann auf Daten der Landesregierungen sowie auf Daten bei mit behördlichen Aufgaben beladenen Unternehmen und Institutionen zurückgegriffen werden. Dies unter Einhaltung der einschlägigen datenschutzrechtlichen Bestimmungen und nur insoweit, wie es zur Erstellung des integrierten Netzinfrastukturplans erforderlich ist.

Zu Abs. 8: Der NIP umfasst einen Planungszeitraum von zehn Jahren, ist im Sinne einer zyklischen Fortschreibung alle fünf Jahre zu aktualisieren und auf der Internetseite des Bundesministeriums zu veröffentlichen.

Zu den §§ 95 und 96:

Die §§ 95 und 96 setzen in Verbindung mit der Anlage 1 die inhaltlichen und prozessualen Vorgaben der SUP-Richtlinie um und betreffen vor allem folgende Aspekte: Zwingende Inhalte des Umweltberichts, Durchführung der Öffentlichkeitsbeteiligung und grenzüberschreitenden Konsultationen sowie Form und Umfang des zu veröffentlichen Ergebnisses.

Zu § 97 (Zuweisung im Bedarfsfall für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen):

Da die Pflicht zur Selbstvermarktung für kleinere Anlagenbetreiber eine Hürde darstellen kann, sieht § 97 für Betreiber von Anlagen mit einer Engpassleistung unter 500 kW die Möglichkeit der Zuweisung eines Stromhändlers vor. Diese Möglichkeit besteht unabhängig von der Größe der betriebenen Anlagen auch für den Fall, dass der Anlagenbetreiber trotz Bemühungen keinen Stromhändler für die Vermarktung seines Stroms finden kann.

Das Regelungsmodell ist § 25 des Kraftfahrzeug-Haftpflichtversicherungsgesetzes 1994 nachempfunden und baut wie dieses auf der Selbstorganisationsfähigkeit der Wirtschaftsteilnehmer auf. Gemäß Abs. 4 hat der Bilanzgruppenkoordinator, der den Überblick über alle in Österreich tätigen Stromhändler hat, einen geeigneten Stromhändler auszuwählen und diesen gemäß Abs. 5 zum Vertragsabschluss zu verpflichten. Der Bilanzgruppenkoordinator hat dabei auf eine gerechte Lastenverteilung innerhalb der Stromhändler zu achten. Die privatrechtliche Zuteilung durch den Bilanzgruppenkoordinator löst eine ebenso privatrechtliche Kontrahierungspflicht des betreffenden Stromhändlers zum Referenzmarktpreis gemäß § 12 aus.

Zu § 98 (Strafbestimmungen):

Zu Abs. 2: Neben der bereits im ÖSG 2012 vorgesehenen Verwaltungsstrafe bei Verstößen gegen die Verpflichtung zur Einhebung der Ökostrompauschale (Erneuerbaren-Förderpauschale im EAG) durch den Netzbetreiber ist im EAG auch die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Einhebung des Erneuerbaren-Förderbeitrags verwaltungsstrafrechtlich erfasst; ebenso sind Verstöße gegen die Pflicht zur Einhebung des Grünstrom-Förderbeitrags sanktioniert.

Zu § 99 (Austragung von Streitigkeiten):

Das Rechtsverhältnis zwischen der EAG-Förderabwicklungsstelle und Fördernehmern bzw. potenziellen Fördernehmern ist privatrechtlicher Natur. Nur klarstellend wird in § 99 festgehalten, dass für Streitigkeiten zwischen der Abwicklungsstelle und Fördernehmern, Bietern und Förderwerbern die ordentlichen Gerichte zuständig sind. Schon bisher waren im Anwendungsbereich des ÖSG 2012 die ordentlichen Gerichte für Streitigkeiten zwischen der Abwicklungsstelle und Förderwerbern zuständig. In den letzten zehn Jahren waren durchschnittlich sechs Verfahren nach dem ÖSG 2012 gerichtlich anhängig. Gegenüber der bisherigen Rechtslage ist für die ordentlichen Gerichte keine Mehrbelastung zu erwarten.

Zu § 100 (Allgemeine Übergangsbestimmungen)

Zu Abs. 1: Förderanträge, die auf Grundlage des ÖSG 2012 gestellt wurden und zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EAG bei der Ökostromabwicklungsstelle gereiht sind, werden nur dann in das neue Fördersystem übergeleitet, wenn es sich um Anträge auf Förderung durch feste Einspeisetarife (§ 12 ÖSG 2012) für Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen oder Biomasseanlagen mit einer Engpassleistung unter 0,5 MW_{el} handelt.

Zu Abs. 2: Antragsteller, deren Förderanträge gemäß Abs. 1 in das neue Fördersystem übergeleitet werden, haben ihre Förderanträge nach Aufforderung durch die EAG-Förderabwicklungsstelle den Bestimmungen des EAG anzupassen. Eine Förderung wird nur dann gewährt, wenn die Anlage die im EAG normierten Fördervoraussetzungen erfüllt.

Zu Abs. 3: Alle Anträge, die nicht unter Abs. 1 fallen, gelten als zurückgezogen. Sie können bei der EAG-Förderabwicklungsstelle neu eingebracht werden.

Zu Abs. 4: Mit dem Außerkrafttreten des § 48 Abs. 2 ÖSG 2012 fällt die gesetzliche Grundlage für die Ökostromförderbeitragsverordnung 2021, BGBl. II Nr. 623/2020, weg. Da die Ökostromförderbeitragsverordnung 2021 bis zum Inkrafttreten einer neuen Verordnung weitergelten soll, muss sie einer neuen gesetzlichen Grundlage zugeordnet werden.

Zu Artikel 2 – Änderung des Ökostromgesetzes**Zu § 1:**

Die bereits bisher in § 1 Ökostromgesetz 2012 enthaltene Kompetenzdeckungsklausel bietet lediglich für die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung der Bestimmungen des Ökostromgesetzes 2012 in der jeweiligen Fassung eine ausreichende kompetenzrechtliche Grundlage. Änderungen sind davon nicht gedeckt. Für die Gesetzesänderung ist daher die Schaffung einer geeigneten kompetenzrechtlichen Grundlage durch Neuerlassung der Kompetenzdeckungsklausel erforderlich, die bewirkt, dass die Novellierung von der Kompetenzdeckungsklausel erfasst ist.

Zu § 10 Abs. 1 und Abs. 7:

Das System der Herkunftsnachweise wird im EAG geregelt. Die Bestimmungen im ÖSG 2012 gelten nur, sofern sie für Ökostromanlagen im Sinne des ÖSG 2012 Abweichendes vorsehen.

Zu § 41 Abs. 2:

Mit den Änderungen in § 41 Abs. 2 wird der Preis für den von der Ökostromabwicklungsstelle an die Stromhändler zugewiesenen Strom an den Referenzmarktpreis des § 12 EAG angeglichen.

Zu den §§ 57f und 57g:

Die Bestimmungen des ÖSG 2012 und ihr verbleibender Anwendungsbereich sollen auf jenen Umfang beschränkt werden, der zur Abwicklung der bestehenden Förderverträge notwendig ist. Neue Förderverträge, ob nach § 12, § 17 oder nach den Bestimmungen betreffend Investitionszuschüsse (§ 24 ff.), werden nicht mehr abgeschlossen. Eine Ausnahme besteht nur für Anlagen, die bereits eine Förderzusage erhalten haben. Auch Erweiterungen von nach dem ÖSG 2012 geförderten Anlagen unterliegen den Bestimmungen des EAG. Zusätzlich wird geregelt, dass eine Erweiterung von

tarifgeförderten Photovoltaikanlagen über die in § 20 Abs. 4 Z 4 festgelegte Höchstgrenze von 500 kW_{peak} hinaus zukünftig ohne Verlust der Förderung möglich sein soll.

Der Abschluss eines Vertrages mit der Ökostromabwicklungsstelle nach § 13 (Kontrahierung zum Marktpreis) soll im Einklang mit den beihilferechtlichen Vorschriften nur noch für Anlagen mit einer Engpassleistung unter 500 kW möglich sein (vgl. Rz. 125 iVm 124 der UELL). Die Ökostromabwicklungsstelle tritt im Rahmen dieser neu abgeschlossenen Verträge als Vermarkter auf; die abgenommenen Strommengen werden nicht – wie bei Altverträgen und Förderverträgen – den Stromhändlern nach der Bestimmung des § 37 Abs. 1 Z 3 zugewiesen, sondern sind von der Ökostromabwicklungsstelle am Strommarkt bestmöglich zu vermarkten. Neu abgeschlossene Verträge nach § 13 sowie zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EAG bestehende Verträge nach § 13 enden spätestens mit 31. Dezember 2030.

Zu Artikel 3 – Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010

Zu § 1:

Die im EIWOG 2010 geregelte Materie ist über weite Teile dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG (Elektrizitätswesen) zuzuordnen. Daher können die im EIWOG 2010 enthaltenen Regelungen nur unter Schaffung einer Kompetenzdeckungsklausel als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen werden. Die bereits bisher in § 1 EIWOG 2010 enthaltene Kompetenzdeckungsklausel bietet lediglich für die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung der Bestimmungen des EIWOG 2010 in der jeweiligen Fassung eine ausreichende kompetenzrechtliche Grundlage. Änderungen dieses Bundesgesetzes sind jedoch davon nicht gedeckt. Für die Novellierung der im EIWOG 2010 enthaltenen Bestimmungen ist daher die Schaffung einer geeigneten kompetenzrechtlichen Grundlage durch Neuerlassung der Kompetenzdeckungsklausel erforderlich, die bewirkt, dass auch die in der Novelle enthaltenen Änderungen von der Kompetenzdeckungsklausel erfasst sind. Neu in den Katalog der von der Kompetenzdeckungsklausel erfassten Bestimmungen aufgenommen werden §§ 16b bis 16e, 17a, 19a, 20 sowie § 22a.

Zu § 7 Abs. 1:

Zu Z 6a: Die Rechtspersönlichkeit, der Tätigkeitsbereich sowie die Kontrolle durch bestimmte Mitglieder sind wesentliche Begriffselemente der Definition von Bürgerenergiegemeinschaften.

Zu Z 15a: Die Rechtspersönlichkeit, die gemeinsame Nutzung der erzeugten Energie und das im zweiten Halbsatz bezogene Nähe Kriterium sind wesentliche Begriffselemente der Definition von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften. Das Betätigungsfeld, die Rechte und Pflichten einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft sind in §§ 16c ff sowie § 79 EAG geregelt.

Zu § 16b:

Zu Abs. 1: Eigentümer einer Erzeugungsanlage können die Gemeinschaft, deren Mitglieder bzw. Gesellschafter oder Dritte sein. Die Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen liegt – unter Ausnahme des Eigenverbrauchs von Mitgliedern, die eine Erzeugungsanlage einbringen – bei der Gemeinschaft. Contract- und Leasingmodelle sind ebenfalls zulässig. Hinsichtlich der Betriebsführung und Wartung kann sich die Bürgerenergiegemeinschaft eines Dritten (z. B. Dienstleister, Energieversorgungsunternehmen ua.) bedienen.

Die innerhalb einer Bürgerenergiegemeinschaft erzeugten und verbrauchten Energiemengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems; die für Lieferanten geltenden Vorschriften des EIWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Die im EAG, EIWOG 2010 und GWG 2011 enthaltenen Vorschriften betreffend Herkunftsnachweise, Strom- oder Gaskennzeichnung und Rechnungslegung sind im Innenverhältnis nicht anzuwenden. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen.

Im Außenverhältnis gelten die Rechte und Pflichten nach dem EIWOG 2010 je nach übernommener Rolle.

Zu Abs. 2: Bürgerenergiegemeinschaften sind als Vereine, Genossenschaften oder sonstige Personen- oder Kapitalgesellschaften mit Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Eine Bürgerenergiegemeinschaft kann sich über das gesamte österreichische Marktgebiet erstrecken und demnach Konzessionsgebiete verschiedener Verteilernetzbetreiber betreffen. Für die Mitbenützung des öffentlichen Netzes sind Systemnutzungsentgelte gemäß EIWOG 2010 und der darauf basierenden Systemnutzungsentgelte-Verordnung zu entrichten; eine Sonderregelung in Form eines begünstigten Netzentgelts ist nicht vorgesehen.

Das vorrangige Ziel einer Bürgerenergiegemeinschaft liegt nicht im finanziellen Gewinn, sondern in der Gemeinnützigkeit. In diesem Sinne soll sie den Mitgliedern oder Gesellschaftern bzw. den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile bringen. Die Umschreibung der Gemeinnützigkeit entspricht der Terminologie des Art. 2 Z 11 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Bürgerenergiegemeinschaften haben im Sinne der Gemeinnützigkeit ohne vorrangige Gewinnabsicht zu agieren. Die Bürgerenergiegemeinschaft ist demnach kein Stromhändler iSd § 7 Abs. 1 Z 65. Die Erzielung von Gewinnen ist zwar grundsätzlich zulässig (wie z. B. geringfügige Vermarktungserlöse aus Überschussmengen, die Gewinnkomponenten enthalten), solange die Gewinne nicht um ihrer selbst willen erfolgen, sondern an die Mitglieder bzw. an die Gemeinschaft weitergegeben werden. Wo sich die Gemeinnützigkeit nicht schon aus der gewählten Gesellschaftsform ergibt, ist die „nicht vorrangige Ausrichtung auf Gewinn“ in der Satzung festzuhalten.

Hervorzuheben ist, dass die Teilnahme an der Bürgerenergiegemeinschaft offen und freiwillig ist und von privaten Teilnehmenden die Rechte als Endverbraucher, insbesondere die freie Lieferantwahl, nicht eingeschränkt werden.

Zu Abs. 3: Die Mitgliedschaft in einer Bürgerenergiegemeinschaft steht grundsätzlich allen Arten von Rechtspersonen offen, wobei die wesentlichen Entscheidungsbefugnisse in einer Bürgerenergiegemeinschaft auf diejenigen Mitglieder beschränkt sein müssen, die nicht in großem Umfang kommerziellen Tätigkeiten nachgehen und für die die Energiewirtschaft nicht der primäre Bereich der Geschäftstätigkeit ist.

Von einer Kontrolle im Sinne dieses Absatzes sind demnach einerseits große und mittlere Unternehmen sowie jene Unternehmen ausgeschlossen, die die Funktion eines Elektrizitätsunternehmens im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 11 wahrnehmen. Für die Auslegung des Kontrollbegriffs nach diesem Absatz sind auch die Definition in § 7 Abs. 1 Z 34 und die darauf basierenden Auslegungsgrundsätze heranzuziehen.

Für die Einordnung eines Unternehmens als kleines oder mittleres Unternehmen wird auf die Empfehlung der Kommission betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen, ABl. Nr. L 124 vom 25.03.2003 S. 36, verwiesen. Für die Zwecke der Einordnung ist Art. 3 Abs. 4 des Anhangs nicht anzuwenden, sofern das betroffene Unternehmen die Schwellenwerte des Art. 2 des Anhangs nicht überschreitet. Dies ist im Hinblick auf die Richtlinie (EU) 2019/944 geboten, die explizit die Teilnahme von Gebietskörperschaften an einer Bürgerenergiegemeinschaft vorsieht.

Zu § 16c:

Zu Abs. 1: Für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Elektrizitätsbereich gelten § 79 Abs. 1 und 2 EAG (s. dazu auch die Erläuterungen zu § 79 EAG). Klargestellt wird weiters, dass Erzeugern, die elektrische Energie in ein Netz im Lokal- oder Regionalbereich gemäß Abs. 2 abgeben, die Teilnahme an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften offensteht. Im Sinne des Art. 2 Z 16 der Richtlinie (EU) 2018/2001 (dieser spricht von „Projekten im Bereich erneuerbare Energie“) sollen damit auch Windpark-, Wasserkraft- oder größere Photovoltaikprojekte an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften teilnehmen können. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass diese Erzeuger nicht von einem Versorger, Stromhändler oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 kontrolliert werden; in diesem Zusammenhang sind die Definition in § 7 Abs. 1 Z 34 und die darauf basierenden Auslegungsgrundsätze heranzuziehen.

Die innerhalb einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft erzeugten und verbrauchten Strommengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems; die für Stromhändler oder Lieferanten geltenden Vorschriften des EIWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Weiters sind die im EAG, EIWOG 2010 und GWG 2011 enthaltenen Vorschriften betreffend Herkunftsnachweise, Strom- oder Gaskennzeichnung und Rechnungslegung im Innenverhältnis nicht anzuwenden. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen. Im Außenverhältnis gelten die Rechte und Pflichten nach dem EIWOG 2010 je nach übernommener Rolle.

Zu Abs. 2: Hiermit wird der Nahebereich der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft definiert. Ausschlaggebend ist die Verbindung der Verbrauchsanlagen der Teilnehmenden mit den Erzeugungsanlagen über ein Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz im gleichen Netzbereich. Damit weisen die Erzeugungsanlagen Verbrauchernähe auf. Die Durchleitung von Energie aus Erzeugungsanlagen oder Speichern über die Netzebenen 1 bis 4 – mit Ausnahme der Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk – zu Verbrauchsanlagen von teilnehmenden Netzbenutzern ist unzulässig. Dabei wird für den Zweck des „Ortstarifs“ gemäß § 52 Abs. 2a zwischen dem Lokalbereich (Netzebene 6 und 7) und dem Regionalbereich (ausgehend von der Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk und die Netzebene 5, 6 und 7) unterschieden. Nachträglich auftretende technische

Umstände, die nicht der Sphäre des Mitglieds zuzuordnen sind, haben keine Auswirkungen auf die Mitgliedschaft und die damit einhergehenden tariflichen oder steuerlichen Begünstigungen.

Zu Abs. 3: Personen, die sich zu einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zusammenschließen wollen, ist auf Anfrage unbürokratisch und kostenfrei von Netzbetreibern Auskunft darüber zu erteilen, an welche Verteilernetzebene ihre Anlagen angeschlossen bzw. ob sie im Lokal- oder Regionalbereich einer konkreten Gemeinschaft (in Gründung) sind.

Zu § 16d:

Zu Abs. 1: Die Bestimmungen zur Organisation des Betriebs und Netzzugangs sind den Bestimmungen zu § 16a nachgebildet. Mit Abs. 1 soll sichergestellt werden, dass die jeweiligen Verteilernetzbetreiber – ungeachtet der Teilnahmevoraussetzungen, die sich aus der jeweiligen Rechtsform der Energiegemeinschaft ergeben – die Teilnahme eines Netzbenutzers an einer Energiegemeinschaften gemäß § 16b oder § 16c nicht verhindern können und mit der Energiegemeinschaft zusammenarbeiten müssen, um Energieübertragungen innerhalb von Energiegemeinschaften als auch die Einspeisung von Überschussmengen zu erleichtern. Energiegemeinschaften sind Netzzugangsberechtigte iSd § 7 Abs. 1 Z 54.

Zu Abs. 2: Um eine möglichst unbürokratische Gründung zu ermöglichen, sollen allen Verteilernetzbetreibern, in deren Konzessionsgebieten Erzeugungsanlagen der Energiegemeinschaft und/oder Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer angeschlossen sind, nur jene Inhalte (und deren Änderungen) zur Kenntnis gebracht werden, die für die Messung und Verrechnung notwendig sind.

Der ideelle Anteil gemäß Z 3 entspricht dem rechnerisch bilanziellen Verbrauchsanteil des teilnehmenden Netzbenutzers an der Gesamterzeugung der Energiegemeinschaft.

Z 4 verpflichtet die Energiegemeinschaft zu vereinbaren, wie mit der Überschussenergie zu verfahren ist: Analog zu § 16a Abs. 5 kann die Gemeinschaft mit einem Stromhändler einen Abnahmevertrag für die nicht verbrauchte Überschussenergie abschließen, alternativ kann diese auch den einzelnen Mitgliedern entsprechend ihrem ideellen Anteil zugeordnet werden.

Die Energiegemeinschaft schließt für jede Erzeugungsanlage einen Netzzugangsvertrag mit dem Netzbetreiber ab. Bei bereits bestehenden Netzzugangsverträgen kann die Energiegemeinschaft anstelle des Eigentümers der Erzeugungsanlage in die Vertragsverhältnisse mit dem Netzbetreiber eintreten.

Eine Erzeugungsanlage bzw. Verbrauchsanlage kann vorerst jeweils nur einer Bürgerenergiegemeinschaft oder Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (bzw. gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage) angehören. Ab 2022 ist eine Doppel- oder auch Mehrfachmitgliedschaft möglich (s. § 111 Abs. 8).

Zu Abs. 4: Der Energiegemeinschaft steht es frei, gemäß den entsprechenden Bestimmungen des 4. und 5. Teils des ElWOG 2010 Eigentümerin eines Verteilernetzes zu sein und dieses entweder selbst zu betreiben oder den Betrieb durch einen konzessionierten Netzbetreiber zu ermöglichen.

Zu § 16e:

Zu Abs. 1 und 3: Die Regelungen basieren auf den Bestimmungen und bisherigen Praxiserfahrungen zu § 16a. Im Zuge der Gründung einer Energiegemeinschaft gemäß § 16b oder § 16c ist sicherzustellen, dass die Zustimmung der beteiligten Netzbenutzer bzw. der Gemeinschaft zur Übermittlung der Viertelstundenwerte gemäß § 84a eingeholt wird. In Abs. 1 Z 2 wird zudem geregelt, dass die gemessenen Viertelstundenwerte der Energiegemeinschaft über eine dem § 84 Abs. 2 bis 7 nachgebildete digitale Kundenschnittstelle zur Verfügung zu stellen sind.

Zu Abs. 2: Da sich eine Bürgerenergiegemeinschaft über Konzessionsgebiete mehrerer Netzbetreiber erstrecken kann, wird hiermit sichergestellt, dass die betroffenen Verteilernetzbetreiber einander die für die Messung erforderlichen Daten, Zähl- und Messwerte der Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen in einer Bürgerenergiegemeinschaft zur Verfügung stellen. Die Netzbetreiber sollen sich zu diesem Zweck bestehender Datenverarbeitungsprozesse bedienen, sofern sich die entsprechenden technischen Voraussetzungen mit einem verhältnismäßigen Aufwand einrichten lassen (vgl. dazu auch § 19a). In jedem Fall ist ein primär verantwortlicher Netzbetreiber als Ansprechperson für die Bürgerenergiegemeinschaft festzulegen. Dies wird in aller Regel der Netzbetreiber sein, in dessen Konzessionsgebiet die Erzeugungsanlage der Bürgerenergiegemeinschaft angeschlossen ist. Wenn die Bürgerenergiegemeinschaft über mehrere Erzeugungsanlagen verfügt, die in verschiedenen Konzessionsgebieten liegen, ist ebenfalls ein Netzbetreiber festzulegen, der für die Abwicklung des Datenaustausches primär verantwortlich ist.

Zu § 17a:

Zu Abs. 1: Hiermit wird Art. 17 der Richtlinie (EU) 2018/2001 umgesetzt, der für kleine Erzeugungsanlagen und Demonstrationsprojekte auf Basis erneuerbarer Energieträger ein Verfahren der einfachen Mitteilung für den Netzzugang vorsieht. Demnach sieht Abs. 1 für diese Anlagen ein entsprechendes Anzeigeverfahren vor, wobei die Leistungsgrenze mit 20 kW festgelegt wird. Zudem wird in § 7 Abs. 1 Z 7a eine neue Definition des Demonstrationsprojekts eingefügt, die jener in Art. 2 Z 24 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 158 vom 14.06.2019 S. 54, entspricht.

Zu Abs. 2: Ein Netzanschluss auf Basis einer Anzeige setzt voraus, dass die Anzeige vollständig ist und die in Abs. 2 genannten Angaben enthält. Diese entsprechen den Kriterien gemäß § 3 Abs. 3 der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012), BGBl. II Nr. 477/2012, sowie den Vorgaben in Kapitel 4.2. der Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Erzeuger Typ A.

Zu Abs. 4: Der Netzzutritt nach § 17a kann ausschließlich wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten verweigert werden. Diese Verweigerungsgründe sind in den Marktregeln näher zu umschreiben; in Betracht kommen hier die Allgemeinen Verteilernetzbedingungen, die TOR sowie die Sonstigen Marktregeln der Regulierungsbehörde.

Zu Abs. 6: Diese Bestimmung soll Photovoltaikanlagen erfassen, die nachträglich über einen bereits bestehenden Verbrauchsanschluss an das Verteilernetz angeschlossen werden. Diese sollen jedenfalls zu 100 % des Ausmaßes der vereinbarten Netznutzung (s. § 55) an das Verteilernetz angeschlossen werden und bis zu 100 % dieses Ausmaßes eigenerzeugte Energie in das öffentliche Netz einspeisen dürfen, ohne hierfür nochmals mit einem Netzzutrittsentgelt belastet zu werden. Für das konkrete Ausmaß der Einspeisung ist allem voran der Wunsch des Betreibers der Erzeugungsanlage ausschlaggebend. Klargestellt wird, dass dies ungeachtet der geltenden Marktregeln (s. z. B. die P(U)- und Q(U)-Regelung gemäß TOR Erzeuger) gilt.

Zu § 19a:

Ein voll funktionsfähiger, verlässlicher und vielfältiger Energiemarkt setzt die Standardisierung energiewirtschaftlicher Geschäftsprozesse, Datenformate und Datenströme voraus. Dies spiegelt sich auch in den unionsrechtlichen Vorgaben des Clean Energy Package wider: Art. 23 und 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 sehen vor, dass die Mitgliedstaaten ein effizientes Datenverwaltungsmodell festlegen und die vollständige Interoperabilität der Energiedienstleistungen in der Union erleichtern sollen. Gemäß Art. 23 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 ist die Datenverwaltung derart zu organisieren, dass ein möglichst effizienter und sicherer Datenzugang und -austausch sowie Datenschutz und -sicherheit gewährleistet sind. Diesen Anforderungen soll mit einem neuen § 19a Rechnung getragen werden.

Hiermit wird kein eigener bzw. neuer Eingriff in das Grundrecht auf Datenschutz normiert; vielmehr knüpft die Bestimmung an bereits bestehende Datenübermittlungspflichten bzw. -ermächtigungen im EIWOG 2010 (samt den Ausführungsgesetzen), in darauf basierenden Verordnungen, in den Marktregeln sowie den von den Marktteilnehmern abgeschlossenen Verträgen an. Die Frage, welche Daten nach dieser Bestimmung an welchen Empfänger zu übermitteln sind, richtet sich somit nach den jeweils einschlägigen Gesetzen, Verordnungen und vertraglichen Regelungen und muss zudem im Einklang mit dem Datenschutzrecht erfolgen. Dasselbe gilt für die Frage, wer gemäß § 19a berechtigt ist, die Übermittlung von Daten anzufordern.

In jedem Fall ist Kapitel 5 der Sonstigen Marktregeln für Strom einzuhalten, das Rahmenbedingungen für die Erarbeitung technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung festlegt.

Zu § 20:

Aufgrund der Vorgaben der Verordnung (EU) 2019/943 ist § 20 in der bisherigen Form nicht mehr zeitgemäß und hat daher zu entfallen. Stattdessen gelten nunmehr unmittelbar die Regelungen zum Dispatch und Redispatch gemäß Art. 12 und 13 der Verordnung (EU) 2019/943.

Anstelle des bisherigen § 20 wird eine neue Transparenzbestimmung eingefügt, die Netzbetreiber dazu verpflichtet, verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren. Zur Erreichung der für 2030 vorgesehenen energiepolitischen Ziele ist ein Zubau von rund 27 TWh erforderlich. Allein im Bereich der Photovoltaik hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, 11 TWh an Erzeugungskapazität zuzubauen. Um diesen Ausbau zu bewerkstelligen und insbesondere Photovoltaikanlagen in großer Menge und Leistung anzuschließen, zugleich aber eine gleichmäßige, kostensparende und netzverträgliche Verteilung sicherzustellen, bedarf es eines transparenten

Netzzugangs. Ein Aspekt hiervon ist die im neuen § 20 vorgesehene Verpflichtung der Netzbetreiber, verfügbare Netzkapazitäten offenzulegen.

Die Netzbetreiber können in ihren Allgemeinen Bedingungen gemäß § 17 nähere Festlegungen zur Anzahlung nach Abs. 1 vornehmen, dies betrifft insbesondere deren Höhe, eine allfällige Staffelung der Anzahlung sowie die Modalitäten, wie bei einer bloß teilweisen Inanspruchnahme begehrter Kapazitäten im Hinblick auf einen aliquoten Verfall der Anzahlung vorzugehen ist.

Angesichts der erfolgten Änderung ist § 20 als unmittelbar anwendbares Bundesrecht ausgestaltet und daher in den Katalog der Kompetenzdeckungsklausel des § 1 aufgenommen.

Zu § 21 Abs. 1:

Die Streichungen in § 21 Abs. 1 sind einerseits bedingt durch den Umstand, dass es mittlerweile kein System mit zugelassenen Kunden mehr gibt und andererseits auf die Vorgaben des Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 zurückzuführen.

Zu § 22a:

Zu Abs. 1: Gemäß Art. 2 Z 60 der Richtlinie (EU) 2019/944 handelt es sich bei einer Energiespeicheranlage um eine Anlage im Elektrizitätsnetz, in der Energiespeicherung erfolgt. Art. 2 Z 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 definiert die Energiespeicherung wiederum als eine im Elektrizitätsnetz erfolgende Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger. Dementsprechend fallen Konversionsanlagen wie Elektrolyseanlagen unter den europarechtlichen Begriff der Energiespeicheranlage, weswegen ein Betrieb durch Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber unter den Voraussetzungen der Richtlinie (EU) 2019/944 zugelassen werden kann. Durch § 22a soll dem Markt eine Konversions- und Speicherdienstleistung für die Verlinkung unterschiedlicher Energiesektoren transparent und entgeltlich zur Verfügung gestellt werden. Den Marktteilnehmern muss zu dieser Dienstleistung vom Netzbetreiber diskriminierungsfreier Zugang nach klaren und transparenten Regeln gewährt werden. Ein Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas durch Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber darf nur unter den Voraussetzungen des Abs. 1 erfolgen. Abgesehen von der Leistungsgrenze und der Berücksichtigung der Sektorkopplung sowie -integration gemäß Abs. 1 Z 1 und Z 2 muss daher jedenfalls eine der Fallkonstellationen gemäß Abs. 1 Z 3 vorliegen. Bei der Konversionsanlage muss es sich somit entweder um eine vollständig integrierte Netzkomponente handeln und eine Genehmigung der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 2 vorliegen (Abs. 1 Z 3 erster Fall) oder es muss ein sogenannter Markttest unter den Bedingungen des Abs. 3 durchgeführt werden (Abs. 1 Z 3 zweiter Fall).

Zu Abs. 2: Gemäß Art. 2 Z 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 sind vollständig integrierte Netzkomponenten jene, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich oder dem Engpassmanagement dienen. Gemäß Erwägungsgrund 63 der Richtlinie (EU) 2019/944 können zu vollständig integrierten Netzkomponenten etwa Kondensatoren oder Schwungräder zählen, die in erheblichem Maße der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes dienen bzw. dazu beitragen können, die Synchronisierung unterschiedlicher Teile des Systems zu ermöglichen.

Netzbetreiber haben die für die Genehmigung der Regulierungsbehörde nach Abs. 2 ausschlaggebenden Kriterien in ihrem Antrag anzuführen und zu begründen; dies betrifft einerseits das Kriterium der Integration in das Netz, das sich etwa durch den Anlagenstandort (z. B. räumliche Nähe zu bestimmten Netzknoten oder Umspannwerken) ergeben kann. Weiters sind auch konkrete Einsatzzwecke und der technische Bedarf der Netzkomponente darzulegen (also z. B. welche Fähigkeiten der Netzbetreiber benötigt und welche Reaktionsfähigkeiten bzw. Verfügbarkeiten die Anlage aufweist und wie oft Einsätze erwartet werden).

Der Flexibilitätsmarkt soll durch den Betrieb von Konversionsanlagen als vollständig integrierte Netzkomponenten im regulierten System nicht dauerhaft beschränkt werden. Daher dürfen solche Anlagen nicht innerhalb des Regelenergie- und Engpassmanagements eingesetzt werden. Allem voran sollten diese innerhalb der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen zur Anwendung gelangen.

Zu Abs. 3: Dieser Absatz regelt die Alternative gemäß Abs. 1 Z 3 zweiter Fall. Diese Bestimmung beschreibt den hierfür notwendigen Markttest gemäß den Vorgaben der Art. 36 und 54 Abs. 2 zweiter Fall der Richtlinie (EU) 2019/944. Jedenfalls notwendig ist, dass ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt worden ist und dieses erfolglos war, somit keinem Marktteilnehmer der Zuschlag erteilt wurde, eine

entsprechende Konversions- bzw. Speicherdienstleistung zu erbringen. Das Ausschreibungsverfahren zielt auf den Abschluss eines Dienstleistungsvertrags und nicht darauf ab, den Bau oder die Errichtung einer Konversionsanlage durch die Marktteilnehmer zu subventionieren.

Zu § 37 Abs. 5 und § 38 Abs. 3:

Um die vorhandenen Optimierungsoptionen durch eine enge wechselseitige Betrachtung des Strom- und Gassystems zu realisieren, werden durch die vorgeschlagenen Änderungen (sowie die entsprechenden Änderungen im GWG 2011) die regulatorischen Planungsinstrumente „Netzentwicklungsplan“ nach ElWOG 2010 einerseits und „koordinierter Netzentwicklungsplan“ sowie „langfristige und integrierte Planung“ nach GWG 2011 andererseits normativ verschränkt: Dies erfolgt durch ein wechselseitiges Koordinations- und Berücksichtigungsgebot bei der Erstellung, wobei das Erstellungsintervall (von bisher einem Jahr) auf zwei Jahre angehoben wird, und im Zuge der Kohärenzprüfung durch die Regulierungsbehörde. Die Regulierungsbehörde hat auch die Kohärenz des Netzentwicklungsplans mit dem jeweils aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) gemäß der Verordnung (EG) 714/2009 zu prüfen, welcher in jeweils geraden Jahren erstellt wird. Bei der Erstellung ist außerdem der Integrierte Netzinfrastukturplan gemäß § 94 EAG zu berücksichtigen, der die zusammenschauende Planung der Sektoren Strom und Gas als ein zentrales Motiv und Eckpfeiler der Versorgungsstrategie anführt.

Zu § 45:

Zu Z 1 und 2: Die vormals im Aufgabenkatalog der Netzbetreiber in Z 2 enthaltene Allgemeine Anschlusspflicht wird aus systematischen Erwägungen nunmehr in § 46 Abs. 1 geregelt (s. die Erläuterungen zu § 46). Stattdessen erhält die ehemalige Z 1 die Bezeichnung Z 2 und es wird eine neue Z 1 betreffend den Ausbau der Verteilernetze eingefügt.

Zu Z 24: Die Meldung erfolgt gemäß § 94 EAG, wobei hier insbesondere die Vorgaben des Abs. 6 einzuhalten sind.

Zu § 46:

Zu Abs. 1 und 2: Die vormals im Aufgabenkatalog der Netzbetreiber in § 45 Z 2 enthaltene Allgemeine Anschlusspflicht wird aus systematischen Erwägungen nunmehr in § 46 Abs. 1 geregelt. Weiters wird in einem neuen Abs. 2 vorgesehen, dass diese Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn die Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich ist.

Zu Abs. 3: Die Ausführungsgesetze können weiterhin Ausnahmen von der allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen. Eine Ausnahme darf – in Anlehnung an § 17a Abs. 4 – nur wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten vorgesehen werden. Diese Ausnahmegründe sind in den Marktregeln näher zu umschreiben; in Betracht kommen hier die Allgemeinen Verteilernetzbedingungen, die TOR sowie die Sonstigen Marktregeln der Regulierungsbehörde.

Zu § 54:

Zu Abs. 3: Erzeugungsanlagen aus Basis erneuerbarer Energieträger, die auf den Netzebenen 3 bis 7 angeschlossen werden sollen, haben für den Netzanschluss ein pauschales Netzzutrittsentgelt entrichten. Dieses ist nach der Engpassleistung der Anlage stufenweise gestaffelt. Im Falle eines bereits bestehenden Netzanschlusses ist die bezugsseitig vereinbarte Anschlussleistung bei der Ermittlung der Engpassleistung in Abzug zu bringen.

Zu Abs. 4: Betragen die tatsächlichen Anschlusskosten mehr als 175 Euro pro kW, können diese Mehrkosten dem Netzbenutzer gesondert in Rechnung gestellt werden. Für diesen Fall ist jedoch ein Nachprüfungsverfahren vorgesehen: Der Netzbenutzer hat das Recht, vom Netzbetreiber die Vorlage einer detaillierten, transparenten und nachvollziehbaren Kostenaufstellung zu verlangen. Der Netzbetreiber hat dabei auch fachlich fundiert zu begründen, warum keine alternative Anschlussmöglichkeit zu geringeren Kosten umgesetzt werden konnte.

Abs. 3 und 4 sind als *lex specialis* zu Abs. 2 zu verstehen, weswegen die in diesem Absatz normierten Pauschalbeträge – bei Vorliegen der Voraussetzungen – in jedem Fall zur Anwendung gelangen.

Zu Abs. 5: Im Netzzugangsvertrag kann vereinbart werden, dass Anlagen, die ein pauschales Netzzutrittsentgelt gemäß den Abs. 3 und 4 entrichten und eine Engpassleistung bis 250 kW aufweisen, nur bis zu einem gewissen Ausmaß garantiert in das öffentliche Netz einspeisen dürfen. Eine Einspeisung darüber hinaus hängt von der konkreten Situation im Verteilernetz ab. Im Gesetz ist lediglich das Höchstausmaß der zulässigen Einschränkung festgelegt (Abs. 5 letzter Satz.); genauere Regelungen sind

im Netzzugangsvertrag vorzusehen. Ein entsprechendes Vehikel könnte hier auch die vertraglich vorgesehene P(U)-Regelung gemäß TOR Erzeuger sein.

Zu Abs. 6: Der Netzanschlussquotient bemisst sich durch die Laufmeter an elektrischer Leitung geteilt durch die elektrische Anschlussleistung der Anlage (MW_{el}).

Der Anlagenbetreiber hat das Vorliegen der Anspruchsvoraussetzungen gegenüber dem Netzbetreiber mit entsprechenden Nachweisen darzulegen. Sofern die Anlage im Zeitpunkt des Netzzutrittsantrags noch nicht in Betrieb genommen wurde, ist dem Antrag eine Verpflichtungszusage beizulegen, wonach die Anlage ausschließlich der betrieblichen bzw. unternehmerischen Tätigkeit und keinen privaten Zwecken dienen wird.

Zu § 58a:

Zu Abs. 1: Im neuen § 58a wird eine gesetzliche Grundlage für die Erlassung von Ausnahmebescheiden für bestimmte innovative Forschungs- und Demonstrationsprojekte geschaffen, mit denen die Regulierungsbehörde von den gesetzlichen Bestimmungen betreffend Systemnutzungsentgelte sowie der Systemnutzungsentgelte-Verordnung abweichen kann. Die Zuständigkeit für die Erlassung von Ausnahmebescheiden nach dieser Bestimmung kommt der Regulierungskommission zu; eine gesetzliche Verankerung erfolgt in § 12 Abs. 1 Z 8 E-ControlG.

Eine entsprechende Bestimmung für den Gasbereich wurde in § 78a GWG 2011 eingefügt.

Zu Abs. 2 und 3: Ein Ausnahmebescheid erfolgt ausschließlich auf Antrag, wobei die Antragstellung nur ganz bestimmten Forschungs- und Demonstrationsprojekten zusteht. Eine Voraussetzung ist einerseits, dass Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Erreichung von zumindest zwei der in Abs. 2 festgesetzten Ziele beitragen müssen. Weiters müssen diese Projekte vor Antragstellung in einem vorgelagerten Auswahlverfahren als innovativ und förderwürdig im Sinne des Abs. 2 eingestuft worden sein und über eine entsprechende Förderentscheidung gemäß § 16 Forschungs- und Technologieförderungsgesetz (FTFG) oder im Rahmen eines äquivalenten europäischen Förderprogramms verfügen. Die Auswahl im vorgelagerten Verfahren erfolgt unter den Bedingungen des FTFG und der darauf basierenden Förderrichtlinien, wobei die Regulierungsbehörde dem Verfahren im Zuge der Bewertung von Vorhaben beizuziehen ist.

Hinsichtlich der Äquivalenz europäischer Förderprogramme ist sicherzustellen, dass das betreffende Förderprogramm denselben Standards und Anforderungen unterliegt, wie dies im Rahmen des FTFG bzw. der darauf basierenden Förderrichtlinien für nationale Programme festgelegt ist. Dies bezieht sich insbesondere auf Anforderungen hinsichtlich Innovation, Transparenz, Informationsübermittlung und Monitoring, zumal mit dem vorgeschlagenen § 58a allem voran auch ein regulatorischer Erkenntnisgewinn angestrebt wird. Die Überprüfung der Äquivalenz hat im Rahmen des vorgelagerten Auswahlprozederes durch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) zu erfolgen.

Zu Abs. 4: Aus dem Antrag und den beigelegten Unterlagen muss sich ergeben, welche Art und welcher Umfang an Ausnahme angestrebt wird und warum diese beantragt wird. Grundlage für eine Ausnahme muss immer eine in Bezug auf Systemnutzungsentgelte aufgestellte Hypothese bzw. Forschungsfrage sein, die im vorgelagerten Verfahren – unter entsprechender Beiziehung von Vertretern der Regulierungsbehörde – als innovativ und förderwürdig im Sinne der Zielerreichung gemäß Abs. 2 bewertet wurde. Zum Nachweis hat der Antragsteller dem Antrag sämtliche Unterlagen bzw. Arbeitspakete aus dem vorgelagerten Verfahren beizulegen. Wenn der Antrag vollständig ist und insbesondere der Nachweis über die Förderentscheidung erbracht wurde, hat die Regulierungsbehörde einen entsprechenden Ausnahmebescheid zu erlassen.

Zu Abs. 5: Der Ausnahmebescheid ist den vom Forschungs- und Demonstrationsprojekt betroffenen Netzbetreibern (sowie dem Regelzonenführer in Bezug auf Projekte, die Systemdienstleistungsentgelte zu entrichten hätten) zu Kenntnis zu bringen; den Netzbetreibern (und dem Regelzonenführer) kommen keine Partei- oder Beteiligtenrechte gemäß § 8 AVG zu.

Zu Abs. 6: Bei der Entscheidung über Art und Umfang der Ausnahme hat die Regulierungsbehörde den Antrag samt beigelegter Unterlagen, insbesondere jedoch die Förderentscheidung und die Bewertung des Vorhabens im vorgelagerten Auswahlverfahren zu berücksichtigen. Bei der Gewährung von Ausnahmen sind die Projektziele und die mit dem Projekt verbundene Forschungsfrage zu beachten.

Zu § 72:

Die überarbeiteten Bestimmungen des § 72 sind den entsprechenden Regelungen im EAG nachgebildet.

Als zentrales Register für Herkunftsnachweise kommt die bereits für den Ökostrombereich etablierte und im Rahmen des EAG erweiterte Registerdatenbank der Regulierungsbehörde zur Anwendung. Die

Datenbank soll eine reibungslose Durchführung der Herkunftsnachweistransfers, -ausstellung und -entwertung auch bei Umwandlung zwischen den Energieträgern ermöglichen.

Zu Abs. 1: Dieser Absatz entspricht dem bisherigen Abs. 4. Wie bislang ist für die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung und der Entwertung der Herkunftsnachweise die Regulierungsbehörde zuständig. Bei der Errichtung und beim Betrieb der Herkunftsnachweisdatenbank hat die Regulierungsbehörde die Bestimmungen der Verordnung (EU) 2016/679 (Datenschutz-Grundverordnung), insbesondere die Art. 24, 25 und 32, einzuhalten. Die Regulierungsbehörde ist demnach Verantwortliche im Sinne der Datenschutz-Grundverordnung.

Zu Abs. 2: Hiermit wird eine Registrierungspflicht für alle Erzeugungsanlagen in der Herkunftsnachweisdatenbank normiert. Die Registrierung ist entweder vom Anlagenbetreiber selbst vorzunehmen oder von einem Anlagenbevollmächtigten. Die Registrierung kann auch durch einen vom Anlagenbetreiber beauftragten Dritten, bspw. durch eine Bürgerenergiegemeinschaft oder eine Förderstelle, erfolgen. Wer die Registrierung nicht vornimmt, begeht eine Verwaltungsstrafe gemäß § 99 Abs. 5 Z 4.

Zu Abs. 3: Grundsätzlich dienen Herkunftsnachweise der Kennzeichnung der Elektrizität dem Kunden gegenüber. Mit dieser Bestimmung sollen auch Anlagen, die zur Eigenversorgung Elektrizität erzeugen in der Herkunftsnachweisdatenbank sowie für das Anlagenregister erfasst werden. Es soll auch für Eigenerzeugungsanlagen möglich sein, Herkunftsnachweise zu generieren. Diese können für statistische Zwecke, Marketingzwecke, Nachhaltigkeitsberichte oder Ähnliches verwendet werden. Die für die Eigenerzeugung ausgestellten Herkunftsnachweise sind nicht handelbar. Der Anteil der Eigenerzeugung wird mittels intelligenten Messgeräten gemessen. Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität gilt gemäß Abs. 2 ein Schwellenwert von 100 kW. Darunter erfolgt anhand der vorhandenen Daten eine rechnerische Ermittlung des Eigenversorgungsanteils gemäß § 5 Abs. 1 Z 12 EAG.

Zu Abs. 4: Auf die Registrierungspflicht nach Abs. 2 haben die Netzbetreiber hinzuweisen. Ergänzend dazu kann die Regulierungsbehörde entsprechende Informationen auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Beim Abgleich von Zählpunkt-Daten kommt es in der Praxis regelmäßig vor, dass registrierte Zählpunkte in der Herkunftsnachweisdatenbank nicht eingetragen sind. Satz 2 des Abs. 5 verfolgt daher den Zweck, die Vollständigkeit und Handhabbarkeit der Herkunftsnachweisdatenbank zu gewährleisten.

Abs. 5 entspricht im Wesentlichen dem bisherigen Abs. 1.

Abs. 6 und 7 entsprechen den bisherigen Abs. 2 und 3.

Abs. 8 entspricht dem bisherigen Abs. 5 und wurde an die Formulierung im EAG angepasst.

Abs. 9 entspricht dem bisherigen Abs. 6.

Zu Abs. 10: Umwandlungsverluste treten sowohl bei der Speicherung und Rückverstromung von Elektrizität in Pumpspeicherkraftwerken als auch bei der Konversion von Strom zu Wasserstoff auf. Entsprechend den Verlustmengen müssen Herkunftsnachweise entwertet werden.

Abs. 11 und 12 entsprechen den bisherigen Abs. 7 und 8.

Zu Abs. 13: Ein Teil der in der Herkunftsnachweisdatenbank eingepflegten Daten soll für die Marktteilnehmer im Anlagenregister veröffentlicht werden. Diese Regelung findet sich auch im EAG wieder.

Zu § 73:

Die bestehenden Regelungen wurden um die Regelungen zu Herkunftsnachweisen aus Drittstaaten ergänzt.

Zu den §§ 78 und 79:

Die Stromkennzeichnung in der aktuellen Form gibt es seit rund 15 Jahren. Sie stellt seitdem einen großen Schritt zu mehr Transparenz und Diversifizierung auf den Strommärkten dar und hat sich grundsätzlich bewährt.

Die Änderungen der bisherigen §§ 78 bis 79a dienen einerseits der Bereinigung der teilweise überlappenden Regelungen, andererseits stehen sie im Lichte des durch das „Clean Energy Package“ der Europäischen Union überarbeiteten Rechtsrahmens; dabei soll insbesondere den Entwicklungen auf dem Strommarkt in Richtung erweiterter Produktdiversifizierung und neuer Marktakteure (z. B. Energiegemeinschaften) Rechnung getragen werden.

Das gesteigerte Bewusstsein der Kundinnen und Kunden gegenüber der Herkunft des Stroms berücksichtigend verfolgen die Novellierungen darüber hinaus das Ziel, die sehr umfangreiche Darstellung der Stromkennzeichnung auf den Rechnungen und Werbematerialien zu vereinfachen.

Zu § 78 Abs. 1 bis 3:

Mit dem Ziel der vereinfachten Darstellung soll es nunmehr eine zweistufige Stromkennzeichnung geben: Die verpflichtende Ausweisung des Versorgermixes auf der Stromrechnung (und sonstigen Informationsmaterialien) hat drei Kategorien zu umfassen, nämlich Technologie, Ursprungsland des Herkunftsnachweises und das Ausmaß des gemeinsamen Handels von Herkunftsnachweisen und Strom (§ 78 Abs. 1 und 2). Mit der Verpflichtung zur Ausweisung, wieviel Herkunftsnachweise und Strom in der jeweiligen Kennzeichnungsperiode gemeinsam gehandelt wurden, soll der getrennte Handel von Strom und Herkunftsnachweisen möglich bleiben, jedoch dem Anliegen Rechnung getragen werden, mehr Transparenz zu schaffen.

In einem zweiten Schritt hat auf der Internetseite des Stromhändlers oder Lieferanten bzw. auf Wunsch per Zusendung an die Endkundinnen und Endkunden eine vollumfassende Ausweisung, so wie sie bisher schon gilt, zu erfolgen (§ 78 Abs. 3).

Zu § 78 Abs. 4:

Entsprechend der Richtlinie (EU) 2018/2001 und auf Basis von Anregungen aus der Praxis sollen die Möglichkeiten der Kennzeichnung ausgeweitet werden, indem der Lieferantenmix nicht nur einen Produktmix, sondern auch einen spezifischen Kundemix umfassen kann.

Zu § 78 Abs. 6:

Kleine Lieferanten, die lediglich Strom aus eigenen Kraftwerken liefern, hatten im bisherigen Stromkennzeichnungssystem einen hohen administrativen Aufwand zu bewerkstelligen. Für diese sollen daher Erleichterungen geschaffen werden.

Zu § 79 Abs. 5:

§ 79 Abs. 5 entspricht dem bisherigen § 79 Abs. 8. Die Änderung von vier auf drei Monate ist der derzeit laufenden Überarbeitung der Norm CEN-EN 16325 geschuldet. Es ist absehbar, dass dort ein Zeitraum von drei Monaten vorgesehen wird. Auch bei RE-DISS Best Practice zeichnet sich ein Zeitraum von drei Monaten ab. Die genaue Vorgehensweise bei der Umstellung vom Wirtschaftsjahr auf das Kalenderjahr wird von der Regulierungsbehörde auf ihrer Internetseite bekannt gegeben (s. § 111 Abs. 7).

Zum Entfall von § 109 Abs. 7:

Die Regelung war im Hinblick auf die Evaluierungsbestimmung in § 91 Abs. 3 EAG zu streichen.

Zu § 111:

Zu Abs. 3: Für Pumpspeicherkraftwerke und Konversionsanlagen sollen temporäre Befreiungen von Netzentgelten vorgesehen werden. Pumpspeicherkraftwerke sind funktionell als Speicher anzusehen; sie stellen Flexibilität in einem von volatilen erneuerbaren Energieträgern geprägten Strommarkt bereit. Ähnliches gilt für Konversionsanlagen, die Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas umwandeln. Die besondere Funktion dieser Anlagen, die sie von anderen Endverbrauchern unterscheidet, fand schon bisher in § 111 Abs. 3 Anerkennung und soll sich in einer (teilweisen) Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten niederschlagen.

Zu Abs. 8: Hiermit soll den beteiligten Marktteilnehmern, insbesondere den Netzbetreibern, genügend Zeit verschafft werden, um Datenverarbeitungsprozesse, die für Doppel- und Mehrfachmitgliedschaften in den bestehenden Gemeinschaftsmodellen (§§ 16a bis 16c sowie § 79 EAG) notwendig sind, vorzubereiten bzw. anzupassen. Dabei können bis dahin gewonnene Erfahrungswerte einfließen und bei Bedarf auch die Marktregeln ergänzt werden.

Zu Artikel 4 – Novelle des GWG 2011

Die Bestimmungen der vorliegenden Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz basieren auf dem Kompetenztatbestand „Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie“ (Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG).

Zu § 2, § 4 Z 6, § 22 Abs. 1 Z 3, § 63 Abs. 4 Z 4, § 66 und § 121 Abs. 5:

Die Anpassungen betreffen Verweise auf die umzusetzenden Rechtsakte der Europäischen Union. Das betrifft einerseits den Hinweis auf die durch die Novellierung des GWG 2011 umgesetzten Unionsrechtsakte (s. § 2 Abs. 1 Z 1 und 2) sowie andererseits die Querverweise auf einzelne Bestimmungen in der Verordnung (EU) 2017/1938. Die Anpassungen entsprechen den Vorgaben des Anhang IX der Verordnung (EU) 2017/1938.

Zu § 7 Abs. 1 Z 8a, 20a, 20b, 22a und 63:

In Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 sind als eine wesentliche Maßnahme der gegenseitigen Unterstützung im Energieversorgungsfall die Solidaritätsvereinbarungen vorgesehen. Aus diesem Grund sind unter § 7 neue Begriffsdefinitionen aufzunehmen. Hervorzuheben sind dabei die Begriffsdefinitionen „durch Solidarität geschützter Kunde“ und „geschützter Kunde“. Ersterer Begriff umfasst die Haushaltskunden, die an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind, sowie grundlegende soziale Dienste, die nicht den Bereichen Bildung und öffentliche Verwaltung angehören. Haushaltskunden sind dabei nur jene Kunden, die das Erdgas für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen. Daraus folgt, dass KMUs sowie Fernwärmeanlagen nicht zu den geschützten Kunden zählen. Das bringt mit sich, dass im Fall der Solidaritätsleistung an einen benachbarten Mitgliedstaat eine Abschaltung dieser „Endverbraucher“ bzw. „Kunden“ (vgl. § 7 Abs. 1 Z 11 und 32 GWG 2011) möglich ist. Im Unterschied dazu dürfen die durch Solidarität geschützten Kunden unter keinen Umständen von der Versorgung mit Erdgas ausgeschlossen bzw. darf deren Versorgung mit Erdgas keinesfalls unterbrochen werden. Der Hintergrund für die eingeschränkte Definition der durch Solidarität geschützten Kunden liegt insbesondere an den ansonsten vorzuhaltenden Mengen an Erdgas; eine erweiterte Definition würde unweigerlich die Kosten für Erdgas erheblich erhöhen. Die unionsrechtlichen Vorgaben zu den Begriffsdefinitionen finden sich in Art. 2 Z 5 und 6 der Verordnung (EU) 2017/1938.

Die Begriffsdefinition „grundlegender sozialer Dienst“ hat seinen Ursprung in Art. 2 Z 4 der Verordnung (EU) 2017/1938. Zu diesen Diensten zählen insbesondere Kranken- und Pflegeanstalten, Schulen, die Verwaltung des Bundes und der Länder.

Die Erweiterung des Begriffs „Verbindungsleitung“ (§ 7 Abs. 1 Z 63) ist durch die Umsetzungspflicht der Richtlinie (EU) 2019/692 bedingt. Wesentliche Neuerung der Richtlinie ist die Anwendung des Binnenmarktregulierungsrechts auch auf Verbindungsleitungen mit Drittstaaten. Ihre Geltung soll sich auf jenen Teil der Leitungen erstrecken, der auf dem Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten oder im Küstenmeer des Mitgliedstaates verläuft, in dem der erste Kopplungspunkt mit dem Netz der Mitgliedstaaten gelegen ist.

Zu § 12 Abs. 5:

Aktuell regelt § 12 Abs. 5, dass Netze verschiedener Marktgebiete, die miteinander verbunden sind, zu einem Marktgebiet zusammenzufassen sind. Ein Automatismus erscheint insofern problematisch, als eine Zusammenfassung von Marktgebieten nicht in jedem Fall einer physischen Verbindung von Netzen zweckmäßig ist. So würde ein Automatismus etwa im Fall der Realisierung des – in der langfristigen Planung 2019 genehmigten Projekts „Leitungsverbindung Salzburg – Tirol“ – dazu führen, dass die Marktgebiete Tirol und Ost jedenfalls zusammenzulegen wären. Dies wäre allerdings nicht wünschenswert, da für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg eine sehr gut funktionierende Marktintegrationsvariante zum deutschen Marktgebiet NCG gefunden wurde, welche seit Oktober 2013 implementiert ist.

Da jedoch nicht auszuschließen ist, dass in Zukunft zwischen den drei österreichischen Marktgebieten physische Verbindungen bestehen könnten, die die Zusammenfassung zu einem Marktgebiet zweckmäßig machen, wird § 12 Abs. 5 mit der vorgeschlagenen Änderung als Kann-Bestimmung formuliert und die Entscheidung über die Zusammenfassung von Marktgebieten der Regulierungsbehörde übertragen. Die Regulierungsbehörde hat bei ihrer Entscheidung die Zweckmäßigkeit der Zusammenfassung vor dem Hintergrund der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in den betroffenen Marktgebieten sowie eine bereits bestehende regionale oder internationale Marktintegration zu berücksichtigen.

Zu § 18 Abs. 1 Z 12a, § 22 Abs. 2, Abs. 3 Z 1a und 2, Abs. 5a und 6, § 63 Abs. 2 und 5 sowie § 64 Abs. 3:

Um die vorhandenen Optimierungsoptionen durch eine enge wechselseitige Betrachtung des Strom- und Gassystems zu realisieren, werden durch die vorgeschlagenen Änderungen (sowie die entsprechenden Änderungen im EIWOG 2010) die regulatorischen Planungsinstrumente „Netzentwicklungsplan“ nach EIWOG 2010 einerseits, und „koordinierter Netzentwicklungsplan“ sowie „langfristige und integrierte Planung“ nach GWG 2011 andererseits normativ verschränkt: Dies erfolgt durch ein wechselseitiges Koordinations- und Berücksichtigungsgebot bei der Erstellung, wobei das Erstellungsintervall (von bisher einem Jahr) auf zwei Jahre angehoben wird, durch eine im Gasbereich konzentriert durchgeführte Konsultation und im Zuge der Kohärenzprüfung durch die Regulierungsbehörde. Bei der Erstellung ist außerdem der Integrierte Netzinfrastukturplan gemäß § 94 EAG zu berücksichtigen, der die zusammenschauende Planung der Sektoren Strom und Gas als ein zentrales Motiv und Eckpfeiler der Versorgungsstrategie anführt.

Zu § 22 Abs. 5:

Im Sinne einer gesamthaften Betrachtung des Energiesystems werden durch die vorgeschlagene Änderung auch der Regelzonenführer gemäß § 7 Abs. 1 Z 60 ElWOG 2010 und die Verteilernetzbetreiber gemäß § 7 Abs. 1 Z 76 ElWOG 2010 verpflichtet, die für die Erstellung der langfristigen und integrierten Planung notwendigen Daten dem Verteilergebietenmanager zur Verfügung zu stellen; hiervon sind auch verfügbare Bestandsdaten von Leitungen und Umspannwerken auf Nieder- und Mittelspannungsebene umfasst.

Zu § 22 Abs. 7:

Diese Bestimmung bezieht sich nicht nur auf die langfristige und integrierte Planung als Ganzes, sondern auch auf einzelne Projekte. Diese sind auf Aufforderung der Regulierungsbehörde abzuändern, neu zu erstellen oder zu entfernen.

Zu § 42 Abs. 7a und 7b:

Die Ausnahmebestimmung für neue Infrastrukturen (vgl. § 7 Abs. 1 Z 50) setzt Unbedenklichkeit in Bezug auf den Erdgasbinnenmarkt in der Europäischen Union voraus. Hinzu kommt, dass die Regulierungsbehörde bei der Prüfung der Ausnahmebestimmung auch die Regulierungsbehörden jener Mitgliedstaaten zu konsultieren hat, deren Märkte durch den Betrieb der neuen Infrastruktur betroffen sein könnten. Eine gesamthafte und volkswirtschaftliche Betrachtung legt eine weite Auslegung des Begriffs „wahrscheinlich“ in § 42 Abs. 7a nahe.

Zu § 66a:

Grundsätzlich steht es den Betreibern von Fernleitungsnetzen frei, technische Fragen zum Betrieb und zur Verbindung von Fernleitungsnetzen mit Drittstaaten in technischen Vereinbarungen zu regeln, sofern diese Vereinbarungen österreichischem oder europäischem Recht und Beschlüssen der Regulierungsbehörde nicht widersprechen.

Zu § 66b:

Diese Bestimmung setzt Art. 49b der Richtlinie (EU) 2019/692 um. Gegenstand des § 66b sind Übereinkommen mit Drittstaaten über den Betrieb von Fernleitungen. Letztere sind nur dann zu unterzeichnen, wenn die Europäische Kommission gemäß § 66b in das Verfahren einbezogen wurde. Die Europäische Kommission hat sowohl vor Aufnahme von Verhandlungen als auch vor Unterzeichnung über die Vereinbarkeit des Übereinkommens mit Art. 49b Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/692 zu entscheiden. Bei einer abschlägigen Beurteilung hat die Europäische Kommission die Verfahrensschritte in Art. 49b der Richtlinie (EU) 2019/692 einzuhalten.

Zu § 78a:

Diese Bestimmung bildet die Grundlage für die Schaffung regulatorischer Freiräume im Gasbereich und ist § 58a ElWOG 2010 nachgebildet. Bei den Zielen, die förderwürdige Projekte zu erreichen haben, waren im Vergleich zu § 58a ElWOG 2010 Anpassungen im Hinblick auf die Besonderheiten des Energieträgers Gas notwendig. Im Übrigen wird auf die Erläuterungen zu § 58a ElWOG 2010 verwiesen.

Zu § 129b und § 129c:

Diese Bestimmungen erfolgen in Umsetzung des Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und sind den §§ 72 und 73 ElWOG 2010 bzw. den entsprechenden Regelungen im EAG nachgebildet.

Als zentrales Register für Herkunftsnachweise kommt die bereits für den Ökostrombereich etablierte und im Rahmen des EAG erweiterte Registerdatenbank der Regulierungsbehörde zur Anwendung. Die Datenbank soll eine reibungslose Durchführung des Transfers, der Ausstellung und der Entwertung von Herkunftsnachweisen auch bei Umwandlung zwischen den Energieträgern ermöglichen. Im Übrigen wird auf die Erläuterungen zu den entsprechenden Bestimmungen im EAG und ElWOG 2010 verwiesen.

Zu § 130 Abs. 2, 3 und 5:

Die Absätze 2, 3 und 5 setzen die Vorgaben der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Abs. 2 betrifft die Ausweisung von Umweltauswirkungen auf der Gasrechnung und auf dem an Endverbraucher gerichteten Werbematerial.

Abs. 3 betrifft die Ausweisung der verschiedenen Primärträger.

Zu § 133a:

Zur verbesserten und strategischen Integration von erneuerbarem Wasserstoff ins Gesamtenergiesystem kann per Verordnung im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und

Wirtschaftsstandort ein Maximalwert für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in Erdgasleitungsanlagen festgelegt werden.

Zu § 146 Abs. 2, § 159 Abs. 6 und 7 sowie zur Anlage 4:

Mit den vorgeschlagenen Änderungen wird die Richtlinie 2012/18/EU vollständig in das GWG 2011 umgesetzt. Dies betrifft zum einen Art. 6 Abs. 1, Art. 10, 11, 17 lit. a bis d, Art. 19 Abs. 1 und Art. 20 der Richtlinie 2012/18/EU, die durch ergänzende Verweise auf die Gewerbeordnung umgesetzt werden (§ 146 Abs. 2 GWG 2011). Die sinnngemäße Anwendung der einschlägigen Bestimmungen der Gewerbeordnung erfolgt mit der Maßgabe, dass es sich um Anlagen handelt, die zwar den Verpflichtungen der Richtlinie 2012/18/EU unterliegen, nicht aber in den Geltungsbereich der Gewerbeordnung fallen, sondern in jenen des GWG 2011. Weiters werden in Übereinstimmung mit Art. 28 der Richtlinie 2012/18/EU Sanktionen für die Verletzung von Verpflichtungen nach dem GWG 2011 geschaffen (§ 159 Abs. 6 und Abs. 7).

Zum anderen werden die Anhänge II und III sowie Anhang IV Z 1 der Richtlinie 2012/18/EU in einer neuen Anlage 4 für Betriebe, die in den Geltungsbereich des GWG 2011 fallen, umgesetzt.

Zu § 153a:

§ 153a ist § 3b UVP-G 2000 nachgebildet; mit der Möglichkeit zur Beiziehung von nicht amtlichen Sachverständigen geht auch die Regelung der Kostentragung und Direktverrechnung für den Projektwerber einher.

Zu § 159 Abs. 1 Z 18:

Art. 14 Abs. 10 der Verordnung (EU) 2017/1938 verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Verhängung wirksamer, verhältnismäßiger und abschreckender Sanktionen gegen Erdgasunternehmen bei Verstößen gegen die ihnen aus den Art. 14 Abs. 6 und 7 der Verordnung (EU) 2017/1938 erwachsenden Verpflichtungen. Art. 14 Abs. 6 und 7 verpflichten die Erdgasunternehmen dazu, die zuständige Behörde im jeweiligen Mitgliedstaat über konkrete Lieferverträge zu informieren. Die Mitgliedstaaten haben die erhaltenen Informationen in der Folge anonymisiert an die Europäische Kommission zu übermitteln. Von besonderer Bedeutung sind jene Lieferverträge, die mindestens 28 % des jährlichen Gasverbrauchs in dem betroffenen Mitgliedstaat umfassen. Mit dieser Bestimmung wird daher gewährleistet, dass der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie all jene Daten geliefert werden, zu deren Vorlage an die Europäische Kommission sie auf Grund der EU-Richtlinie verpflichtet ist. Zweck dieser unionsrechtlichen Verpflichtung ist es, das Risiko für die Sicherheit der Gasversorgung eines Mitgliedstaats oder einer Region beurteilen zu können.

Eine Verletzung dieser Pflichten ist künftig zu sanktionieren. Entsprechend dem Katalog an Verwaltungsstraftatbeständen im GWG 2011 fügt sich die Verwaltungsstrafbestimmung in § 159 Abs. 1 ein, sind doch unter Abs. 1 vorwiegend Melde- und Informationspflichtverletzungen unter Verwaltungsstrafe gestellt.

Zur Anlage 1:

Angesichts der in der langfristigen Planung 2019 vorgesehenen Verbindungsleitung „Hochfilzen“ zwischen Salzburg und Tirol sowie einer Ersatzinvestition der Südleitung in der Steiermark war die Anlage 1 entsprechend anzupassen.

Zur Anlage 3:

Die Auflistung der Verteilernetzbetreiber in der Anlage 3 war in Bezug auf geänderte Firmenbezeichnungen zu aktualisieren.

Zu den sonstigen Änderungen:

Die sonstigen Änderungen sind einerseits redaktionelle Änderungen und andererseits Anpassungen an die neuen Ressortkompetenzen und -bezeichnungen gemäß BGBl. I Nr. 8/2020 (Novelle des Bundesministeriengesetzes 1986).

Zu Artikel 5 – Änderung des Energielenkungsgesetzes 2012

Zu § 1:

Die Bestimmung in § 1 enthält eine Kompetenzdeckungsklausel für die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung von einfachgesetzlichen Vorschriften, damit diese auch in den Belangen Bundessache sind, hinsichtlich deren das B-VG etwas anderes bestimmt. Änderungen dieses Bundesgesetzes sind jedoch davon nicht gedeckt. Für die Novellierung des EnLG 2012 ist daher die Schaffung einer geeigneten kompetenzrechtlichen Grundlage durch Neuerlassung der Kompetenzdeckungsklausel erforderlich, die

bewirkt, dass auch die in der Novelle enthaltenen Änderungen von der Kompetenzdeckungsklausel erfasst sind.

Zu § 2, § 4 Abs. 4, § 26 Abs. 2, § 27 Abs. 1 und Abs. 4, § 29 sowie § 30:

Die Anpassungen betreffen Verweise auf die umzusetzenden Rechtsakte der Europäischen Union. Das umfasst einerseits den Hinweis auf die durch das Energielenkungsgesetz 2012 umgesetzten Unionsrechtsakte (vgl. § 2) sowie andererseits die Querverweise auf einzelne Bestimmungen der Verordnung (EU) 2017/1938 und der Verordnung (EU) 2019/941. Die Anpassungen im Hinblick auf die Verordnung (EU) 2017/1938 entsprechen den Vorgaben ihres Anhang IX.

Zu § 4 Abs. 1 und Abs. 2:

§ 4 Abs. 1 bestimmt unter welchen Voraussetzungen Lenkungsmaßnahmen nach dem EnLG 2012 ergriffen werden können. In § 4 Abs. 2 sind die dazugehörigen Ziele formuliert. Beide Bestimmungen werden um eine Z 3 und eine Z 4 ergänzt, die den notwendigen Bezug zu der Verordnung (EU) 2017/1938 und der Verordnung (EU) 2019/941 formuliert.

Zu § 6 Abs. 2 und Abs. 5:

Die Änderungen zu § 6 Abs. 2 und Abs. 5 betreffen Anpassungen im Bereich des Datenschutzrechts. In § 6 Abs. 2 wird der Verweis auf das Datenschutzgesetz durch einen Verweis auf die Verordnung (EU) 2016/679 (Datenschutz-Grundverordnung) ersetzt. Der hinzugefügte Abs. 5 orientiert sich an § 158 Abs. 3 GWG 2011. Abs. 5 erlaubt den Behörden die Weitergabe von Daten an die Organe der Europäischen Union, soweit eine unionsrechtliche Pflicht zur Datenübermittlung vorliegt (vgl. Art. 14 Abs. 6 und Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/1938).

Zu § 14 Abs. 2:

Gemäß Art. 3 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/941 hat jeder Mitgliedstaat eine nationale Regierungs- oder Regulierungsbehörde als zuständige Behörde zur Wahrnehmung der in der Verordnung vorgesehenen Aufgaben zu bestimmen. In Kohärenz mit der für den Gasbereich in § 26 Abs. 2 bestehenden Regelung ist die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie auch für den Strombereich als zuständige Behörde zu verankern.

Zu § 15 Abs. 1:

Gemäß Art. 3 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2019/941 können die Mitgliedstaaten der zuständigen Behörde gestatten, anderen Einrichtungen die operativen Aufgaben in Bezug auf die Risikovorsorgeplanung und das Risikomanagement gemäß dieser Verordnung zu übertragen.

Die Anpassungen in § 15 Abs. 1 entsprechen der Systematik des EnLG 2012 (vgl. die Parallelbestimmung für Gas in § 27 Abs. 1 und die dort normierte Mitwirkung der Regulierungsbehörde an der Erstellung eines Präventions- und Notfallplanes sowie der Risikobewertung gemäß der Verordnung (EU) 2017/1938). Die Mitarbeit der Regulierungsbehörde würde dabei die Aufbereitung von Input bzw. Informationen bezüglich jener Aspekte betreffen, hinsichtlich deren diese in ihrer Rolle als Regulator über die nötigen Informationen verfügt, wie z. B. im Hinblick auf das Erfordernis der Festlegung eines Rahmens für den manuellen Lastabwurf (Anhang 3.1 der Verordnung (EU) 2019/941) oder die Bereitstellung von Marktdaten zur Erörterung der Frage, welche zu liefernde Höchststrommenge für den Krisenfall im Rahmen der regionalen Maßnahmen vereinbart wird (Anhang 3.2.b der Verordnung (EU) 2019/941). Die Entscheidungsgewalt verbleibt bei der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Zu § 25a:

Sofern die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum Abschluss von Ressortübereinkommen gemäß Art. 66 B-VG ermächtigt ist, kann sie Übereinkommen über regionale oder bilaterale Maßnahmen gemäß Art. 12 und Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 abschließen. Zudem ist sie ermächtigt, die erforderlichen technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen für die Umsetzung der regionalen oder bilateralen Maßnahmen festzulegen.

Gemäß Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 bieten die Mitgliedstaaten, sofern sie dazu technisch in der Lage sind, einander Unterstützung in Form von regionalen oder bilateralen Maßnahmen an, die gemäß Art. 12 und Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 vereinbart wurden, bevor diese Unterstützung angeboten wird. Ebenso vereinbaren die Mitgliedstaaten die erforderlichen technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen für die Umsetzung der regionalen oder bilateralen Maßnahmen, bevor die Unterstützung angeboten wird. Die Verordnung (EU) 2019/941 lässt den Mitgliedstaaten bei der Vereinbarung von Solidaritätsmaßnahmen einen großen Spielraum, insbesondere können die

Mitgliedstaaten das Ausmaß der Unterstützungsleistung (also der Stromlieferung in das Hoheitsgebiet des um Unterstützung ersuchenden Mitgliedstaates) frei vereinbaren.

Art. 12 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/941 normiert, dass regionale Maßnahmen in der betreffenden Region zwischen Mitgliedstaaten vereinbart werden, die über die technischen Möglichkeiten verfügen, sich gemäß Art. 15 gegenseitig Unterstützung zu leisten. Bilaterale Maßnahmen hingegen werden zwischen Mitgliedstaaten vereinbart, die direkt verbunden sind, aber nicht derselben Region angehören. Gemäß Art. 12 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/941 muss der Risikovorsorgeplan eines jeden Mitgliedstaates neben nationalen Maßnahmen auch regionale und gegebenenfalls bilaterale Maßnahmen umfassen.

Haben die Mitgliedstaaten im Falle einer Stromversorgungskrise noch keine regionalen oder bilateralen Maßnahmen und keine technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen im Sinne des § 25a getroffen, vereinbaren sie sog. „Ad-hoc-Maßnahmen“ und Regelungen für die Anwendung des Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 einschließlich der angemessenen Kompensation gemäß Art. 15 Abs. 4, 5 und 6 der Verordnung (EU) 2019/941.

Zu § 26 Abs. 1 Z 1a und § 28a:

§ 28a legt eine neue Lenkungsmaßnahme fest, die im Lenkungsfall durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie verordnet werden kann. Entscheidet sich die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie dafür, die Lenkungsmaßnahme gemäß § 28a zu ergreifen, sind die Endverbraucher verpflichtet, bereits erworbenes Erdgas über Flexibilisierungsinstrumente anzubieten. Voraussetzung hierfür ist, dass ein Fall des § 4 Abs. 1 Z 1, 2 oder 3 vorliegt.

Als mögliche Flexibilisierungsinstrumente stehen die „Merit Order List“ (MOL) und die „Flexible Merit Order List“ (FlexMOL) zur Verfügung. Diese Instrumente können von den Marktteilnehmern bereits derzeit genutzt werden, allerdings können die Endverbraucher nach geltender Rechtslage nicht zur Angebotslegung verpflichtet werden. Mit § 28a wird eine solche Pflicht für den Energielenkungsfall geschaffen. Sofern die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie von der Lenkungsmaßnahme im Rahmen einer Verordnung auf Grundlage des EnLG 2012 Gebrauch macht, sind die Endverbraucher verpflichtet, ihr bereits erworbenes Erdgas an der MOL oder FlexMOL anzubieten. Diese Lenkungsmaßnahme ermöglicht es vor allem – trotz eines Energielenkungsfalls – marktbasierete Preise für das angebotene Gas zu erzielen; dabei ist der Eingriff überdies ein gelinderes Mittel im Vergleich zu einer unmittelbaren Abschaltung allenfalls betroffener Endverbraucher.

Operativ liegen der MOL und FlexMOL folgende Überlegungen zugrunde: Beide Instrumente sind zur Beschaffung von Ausgleichsenergie heranzuziehen, um die Netzstabilität in Österreich sicherzustellen. Grundsätzlich ist die notwendige Ausgleichsenergie über die Börse zu beschaffen. Wird indes kein oder nicht ausreichend Gas an der Börse angeboten, kann der Markt- und Verteilergiebtsmanager die Großverbraucher von Gas aufrufen, die von ihnen kontrahierten Gasmengen nicht selbst zu verbrauchen, sondern zu einem von ihnen festgelegten Preis auf der MOL (mit Standardvorlaufzeiten und Standardmengeneinheiten) und – wenn dies mengenmäßig unzureichend ist – danach auf der FlexMOL (mit vom Anbieter festgelegten Vorlaufzeiten und Mengeneinheiten) anzubieten. Der Bilanzgruppenkoordinator reicht die eingegangenen Angebote an den Markt- und Verteilergiebtsmanager weiter; letzterer kauft die angebotenen Mengen (angefangen vom günstigsten bzw. mengen- und zeitmäßig am besten passenden Offert) bis sein Bedarf zur Netzstabilisierung gedeckt ist. Die operativen Bestimmungen hierzu finden sich in § 31 GMMO-VO 2012, BGBl. II Nr. 171/2012 idF BGBl. II Nr. 425/2019, sowie künftig in den §§ 29 ff. GMMO-VO 2020, BGBl. II Nr. 425/2019.

Zu § 29 Abs. 2 bis Abs. 5:

Gemäß § 15 Abs. 11 und § 27 Abs. 11 kann die Regulierungsbehörde alle zwei Jahre die Übung von Krisenszenarien anordnen. Im Rahmen der Energielenkungsübung im Jahr 2018 hat sich gezeigt, dass eine Ergänzung des § 29 Abs. 2 bis Abs. 5 zweckmäßig wäre. Aus diesem Grund soll der Verteilergiebtsmanager künftig eine Methode erstellen, anhand derer die Mengen an Erdgas ermittelt werden können, deren Empfänger im Fall der Verteilung nach dem Grad der Dringlichkeit vorübergehend von der Belieferung ausgeschlossen bzw. in der Belieferung beschränkt werden.

Im Sinne einer größtmöglichen Transparenz ist die Methode durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie in geeigneter Weise zu veröffentlichen (etwa auf der Internetseite des Bundesministeriums). Die Methode hat keineswegs bestimmte Unternehmen zu nennen bzw. zu bezeichnen, die jedenfalls zur Abschaltung gelangen sollen. Vielmehr dient sie der Vorbereitung für den Energielenkungsfall; auf Basis der Methode kann sodann eine rasche, fundierte

Entscheidung getroffen werden. Der Verteilergebietsmanager kann im Energielenkungsfall bei Gefahr in Verzug von der erstellten Methode abweichen. Eine solche Regel ist notwendig, um unvorhergesehene Situationen bei der Gasversorgung berücksichtigen zu können.

Zu § 35a:

Sofern die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum Abschluss von Ressortübereinkommen gemäß Art. 66 B-VG ermächtigt ist, kann sie Übereinkommen über die technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen zur Inanspruchnahme und Gewährung von Solidaritätsmaßnahmen gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 mit direkt oder über Drittstaaten verbundenen Mitgliedstaaten der Europäischen Union abschließen.

Darüber hinaus formuliert § 35a Abs. 2 Z 1 und 2 weitere Bedingungen, die seitens der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bei den Verhandlungen mit den Mitgliedstaaten zu berücksichtigen sind. § 35a Abs. 2 Z 1 legt fest, dass ein solches Ressortübereinkommen weder die durch Solidarität geschützten Kunden, noch die kritischen Gaskraftwerke im Sinne des Art. 11 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/1938 berühren darf. Daraus folgt, dass das für die Belieferung der kritischen Gaskraftwerke erforderliche Gas nicht zur Solidaritätsleistung aufgrund einer Solidaritätsvereinbarung mit einem benachbarten Mitgliedstaat heranzuziehen ist.

§ 35a Abs. 2 Z 2 sieht zwei weitere Vorgaben an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie vor. Gemäß § 35a Abs. 2 Z 2 lit. a muss der vom Solidaritätsgeber anzubietende Preis in EUR/MWh mindestens jenem Wert entsprechen, den die Regulierungsbehörde im Verfahren gemäß Abs. 4 ermittelt hat. Die Bestimmung bindet die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie das Erdgas zumindest zu diesem Preis an den um Solidarität ersuchenden Mitgliedstaat anzubieten; das schließt nicht aus, dass – angesichts des konkreten Energielenkungsfalls – ein höherer Preis in EUR/MWh gefordert wird. § 35a Abs. 2 Z 2 lit. a liegt die in Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 normierte Systematik zugrunde, dass der um Solidarität ersuchende Mitgliedstaat von sämtlichen benachbarten Mitgliedstaaten ein Anbot einholt. Schließlich ermöglicht § 35a Abs. 2 Z 2 lit. b, dass die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie in den Solidaritätsvereinbarungen eine Sicherheitsleistung bzw. eine vergleichbare Garantie für geliefertes Erdgas vorsehen kann. Die in § 35a Abs. 2 Z 1 und 2 vorgesehenen Bedingungen für den Abschluss einer Solidaritätsvereinbarung erlauben im Sinne des Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 eine sichere technische, finanzielle und rechtliche Abwicklung.

Solange die Mitgliedstaaten keine Solidaritätsvereinbarungen untereinander abschließen, haben sie gemäß Art. 13 Abs. 14 der Verordnung (EU) 2017/1938 sog. „Ad-hoc-Maßnahmen“ bereitzuhalten.

Zu den sonstigen Änderungen:

Die sonstigen Änderungen sind einerseits redaktionelle Änderungen und andererseits Anpassungen an die neuen Ressortkompetenzen und -bezeichnungen gemäß BGBl. I Nr. 8/2020 (Novelle des Bundesministeriengesetzes 1986).

Zu Artikel 6 – Änderung des Energie-Control-Gesetzes

Zu § 1 Abs. 1:

Die im E-ControlG geregelte Materie ist über weite Teile den Kompetenztatbeständen des Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG („Elektrizitätswesen, soweit es nicht unter Art. 10 fällt“) und des Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG („Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie“) zuzuordnen, weshalb die im E-ControlG enthaltenen Regelungen nur unter Schaffung einer Kompetenzdeckungsklausel als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen werden können. Die Bestimmung in Abs. 1 enthält somit eine Kompetenzdeckungsklausel für die Erlassung, Aufhebung sowie Vollziehung von einfachgesetzlichen Vorschriften, damit diese auch in den Belangen Bundessache sind, hinsichtlich deren das B-VG etwas anderes bestimmt.

Zu § 1 Abs. 2 und § 3:

In § 1 Abs. 2 ist der Katalog der durch das E-ControlG umgesetzten EU-rechtlichen Vorgaben betreffend die Richtlinie (EU) Nr. 2019/692 zu aktualisieren. Selbiges gilt für die Begriffsdefinition in § 3 Z 6.

Zu § 3 und § 22a:

Die Bestimmungen zum Ladestellenregister werden in das Gesetz zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe, BGBl. I Nr. 38/2018, übergeführt.

Zu § 7 Abs. 2:

In der Geschäftsordnung des Vorstands ist nunmehr zwingend zu regeln, wie Beschlüsse des Vorstands im Falle einer Stimmgleichheit zustande kommen. Möglich ist beispielsweise, dass die Geschäftsordnung ein Dirimierungsrecht des Vorstandsmitglieds festlegt, in dessen Ressortzuständigkeit die zu entscheidende Angelegenheit fällt. Diese Regelung soll verhindern, dass Beschlüsse im Zweivorstand mangels Einigkeit überhaupt nicht zustande kommen.

Zu § 8 Abs. 3 Z 4 und § 10 Abs. 6 Z 4:

Normiert wird die Möglichkeit der Abberufung eines Vorstandsmitglieds sowie eines Mitglieds der Regulierungskommission, sofern eine grobe Pflichtverletzung vorliegt. Diese Möglichkeit entspricht dem aktuellen gesellschaftsrechtlichen Standard, vgl. etwa § 7 Abs. 3 Z 3 Finanzmarktaufsichtsbehördengesetz.

Zu § 16 Abs. 2:

Die Bestimmung ist bisher sanktionslos. Nunmehr wird festgehalten, dass eine grobe Pflichtverletzung jedenfalls dann vorliegt, wenn ein Mitglied des Vorstands die Bestimmungen des E-ControlG, die Bestimmungen eines gemäß § 21 der E-Control zur Vollziehung übertragenen Bundesgesetzes oder die Geschäftsordnung verletzt und den rechtmäßigen Zustand nicht binnen angemessener Frist wiederherstellt (vergleichbare Regelungen finden sich etwa in § 11 Abs. 2 Finanzmarktaufsichtsbehördengesetz oder § 5 Abs. 9 AMA-Gesetz 1992).

Zu § 23 Abs. 1 und 1a:

Die Richtlinie ergänzt die allgemeine Kooperationspflicht gegenüber anderen Regulierungsbehörden um eine solche auch für die Fälle im Verhältnis zu Drittstaaten.

Zu den sonstigen Änderungen:

Die sonstigen Änderungen sind Anpassungen an die neuen Ressortkompetenzen und -bezeichnungen gemäß BGBl. I Nr. 8/2020 (Novelle des Bundesministeriengesetzes 1986).

Zu Artikel 7 – Änderung des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe

Zu § 1:

Das vorliegende Gesetz ist auf die Kompetenztatbestände „Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie“ (Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG) und „Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen, Sicherheitsmaßnahmen auf diesem Gebiet“ (Art. 10 Abs. 1 Z 10 B-VG) zu stützen und ist daher sowohl in Gesetzgebung als auch Vollziehung Bundessache.

Die mit der Novelle neu einfließenden Bestimmungen zum Ladestellenverzeichnis in der Elektromobilität sind dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG (Elektrizitätswesen) zuzuordnen, weswegen diese nur unter Schaffung einer Kompetenzdeckungsklausel als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen werden können. Die vorgesehene Kompetenzdeckungsklausel begründet daher für die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung der mit der gegenständlichen Novelle beschlossenen Bestimmungen eine Bundeszuständigkeit.

Zu § 3 Abs. 4:

Unter „gängige Zahlungsarten“ sind neben Barzahlung auch die Bezahlung per Bankomat-, Kredit- und Debitkarte sowie weitere allgemein verbreitete elektronische Zahlungsarten wie beispielsweise PayPal zu verstehen. Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten haben zumindest eine dieser Zahlungsarten anzubieten. Die Authentifizierung über ein webbasiertes System ist möglichst nutzerfreundlich und einfach zu gestalten.

Zu § 3 Abs. 5:

§ 3 Abs. 5 entspricht im Wesentlichen dem bisherigen § 22a Satz 1 E-ControlG. Die Bestimmung wird insofern erweitert, als dass sie Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladestellen dazu verpflichtet, über Ortsangaben hinaus nach Maßgabe der Verordnung gemäß § 4a Abs. 3 auch weitere Angaben in das Ladestellenverzeichnis einzumelden und diese aktuell zu halten. Die Betriebseinstellung von Ladepunkten ist der E-Control innerhalb von zwei Wochen zu melden.

Zu § 4a:

Die E-Control ist aufgrund ihrer Erfahrungen bei der Überwachung und dem Monitoring von Energieunternehmen sowie durch die Einrichtung und den Betrieb der Preistransparenz-Datenbank und des Spritpreisrechners dafür geeignet, ein Onlineverzeichnis über alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte

in Österreich zu führen. Das Ladestellenverzeichnis wurde auf Grundlage des § 22a E-ControlG bereits eingerichtet und im November 2019 als Beta-Version im Internet veröffentlicht. Durch die gegenständliche Novelle wird mit der Erstellung und Pflege des Ladestellenverzeichnisses weiterhin die E-Control betraut; hinzu kommt die Vergabe von eindeutigen Identifikationszeichen an Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten und andere Dienstleister, die Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen an diesen erbringen. Die E-Control hat diese Aufgaben in organisatorischer und finanzieller Hinsicht gemäß § 5 Abs. 4 in Verbindung mit § 32 Abs. 6 E-ControlG zu besorgen. Die Kompetenzen der E-Control im regulatorischen Bereich bleiben davon unberührt. Die E-Control hat sich bei der Ausgestaltung des Ladestellenverzeichnisses an die Vorgaben der Verordnung gemäß Abs. 3 zu halten.

Zu § 4a Abs. 1:

§ 4a Abs. 1 entspricht dem bisherigen § 22a Satz 2 E-ControlG, demzufolge in Umsetzung des Art. 7 der Richtlinie (EU) 94/2014 nur Ortsangaben für öffentlich zugängliche Ladepunkte bekannt zu machen waren. In der Praxis sind jedoch auch Steckertyp, Ladeleistung je Ladepunkt oder der Ad-hoc-Preis wichtig, um den Informationsgehalt des Ladestellenverzeichnisses für die Nutzerinnen und Nutzer zu steigern. Eine Präzisierung der verpflichtenden Meldeattribute erfolgt durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie gemäß Abs. 3.

Zu § 4a Abs. 2:

Mit dieser Bestimmung wird die Regulierungsbehörde zur offiziellen ID-Vergabestelle für Österreich bestimmt. Die Vergabe von alphanumerischen Identifikationszeichen ist erforderlich, um Ladestellenbetreiber und deren Ladepunkte sowie andere Dienstleister, die Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen an diesen erbringen (E-Mobility-Serviceprovider) eindeutig zu identifizieren und Ladepunkte im Ladestellenverzeichnis zu erfassen. In der Praxis erfolgt dies durch standardisierte Identifikatoren (ID), welche auch für Roamingverträge, Online-Geodaten und sonstige IT-Prozesse genutzt werden können. Bereits etablierte und in Verwendung stehende Identifikationszeichen werden bei der ID-Vergabe durch die E-Control berücksichtigt.

Zu § 4a Abs. 3:

Um sicherzustellen, dass Nutzerinnen und Nutzer von öffentlich zugänglichen Ladepunkten möglichst breit informiert werden und einem im Aufbau befindlichen Markt (Angebot an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur) Rechnung getragen wird, sollen die von Betreibern einzumeldenden Angaben in einer Verordnung näher geregelt werden. Im Fall von Änderungen der Markterfordernisse oder der unionsrechtlichen Vorgaben kann die Verordnung entsprechend angepasst werden. Auch für die Ermittlung von Daten in Echtzeit sowie Format und Art der Übermittlung der Daten kann die Verordnung Vorgaben treffen.

Zu § 4a Abs. 4:

Mit dem vierteljährlich zu erstellenden und zu veröffentlichenden Bericht sollen die Entwicklung des Datenstandes, Besuchshäufigkeiten des Online-Verzeichnisses sowie die Anzahl der vergebenen und administrierten E-Mobility-IDs dokumentiert werden.

Zu § 4b:

Art. 4 Abs. 10 der Richtlinie 2014/94/EU verpflichtet die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass die Preise, die von den Betreibern öffentlich zugänglicher Ladepunkte berechnet werden, angemessen, einfach und eindeutig vergleichbar, transparent und nichtdiskriminierend sind. Zur Konkretisierung dieser Bestimmung wird die E-Control verpflichtet, Maßnahmen zur Verbesserung der Vergleichbarkeit der Preise zu entwickeln und umzusetzen. Für den Strom- und Gasbereich betreibt die E-Control derzeit den Tarifkalkulator (§ 22 Z 3 E-ControlG), der es Endverbrauchern auf niederschwellige Weise (kostenlos, Online-Berechnungstool) ermöglicht, aktuelle Energiepreise aller Lieferanten bzw. Versorger zu vergleichen. Analog dazu könnte ein Vergleichsinstrument für die Preise an Ladepunkten entwickelt werden, gegebenenfalls unter Verwendung der für die Zwecke des Ladestellenverzeichnisses gemäß § 4a erhobenen Daten. Maßnahmen nach dieser Bestimmung gelten als nicht-regulatorische Tätigkeit gemäß § 5 Abs. 4 E-ControlG.

Zu § 5 Abs. 1:

In Bezug auf die Geldstrafe bei einem Verstoß der Betreiber von Ladepunkten gegen die in § 3 Abs. 2 bis 4 normierten Pflichten und die in § 4 statuierten technischen Spezifikationen erfolgt eine Anhebung des Strafrahmens und eine Differenzierung zwischen erstmaligem und wiederholtem Verstoß. Bei erstmaligem Verstoß beträgt der Strafrahmen nun bis zu 1 000 Euro, im Wiederholungsfall bis zu

2 000 Euro. Ziel der Regelung ist die Schaffung eines noch stärkeren Anreizes für Ladestellenbetreiber, sich an die in diesem Gesetz zugrundegelegten Pflichten zu halten.

Zu § 5 Abs. 2:

Die Verwaltungsstrafbestimmung fällt unter die Kompetenzdeckungsklausel des § 1. Strafhöhe und Systematik orientieren sich an Abs. 1.

Zu Artikel 8 – Änderung des Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetzes

Zu § 4 Abs. 1a:

Ein klimazielkonformer Betrieb von Wärme- oder Kältenetzen erfordert einen höheren Anteil an erneuerbarer Energie oder Abwärme in den Fernwärme- bzw. Fernkältesystemen. Zu diesem Zweck werden Förderwerber, die ein Förderansuchen eingebracht haben, verpflichtet, einen Umstellungsplan für ihr Bestandnetz vorzulegen, in welchem sie darzulegen haben, wie sie bis 2030 einen Anteil von 60 % und bis 2035 einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energie in der Fernwärme- oder Fernkältebereitstellung erreichen (Dekarbonisierungspfad). Im Rahmen dessen haben die Förderwerber die notwendigen Maßnahmen zur Umstellung und den zeitlichen Ablauf der Umstellung zu beschreiben und die zu erwartenden Einsparungen zu quantifizieren. Die Umstellungspläne sollen Grundlage für eine schrittweise Sanierung der Netze sein, wobei die kommunale Wärmeplanung zu berücksichtigen sein wird. Der genaue Inhalt der Umstellungspläne wird in den Förderrichtlinien gemäß § 10 Abs. 3 geregelt, dabei sind insbesondere die Mindestanforderungen für einzelne Komponenten festzulegen (z. B. Vermeiden der Überdimensionierung der Wärmeleitung oder Wärmedämmleistung). Weitere (technische) Anforderungen, wie die Innovation des Gesamtkonzepts, die Mindestgröße, das Temperaturniveau, die Effizienz der Hausübergabestationen und ein (Online-)Monitoring, können ebenso in den Förderrichtlinien festgelegt werden. Da Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften für Nahwärmenetze definitionsgemäß zu 100 % auf erneuerbaren Energieträgern basieren, erübrigt sich für diese die Vorlage eines Dekarbonisierungsplans.

Zu § 4 Abs. 2:

Die unionsrechtlichen Vorgaben ergeben sich im Wesentlichen aus der AGVO, den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. Nr. C 200 vom 28.6.2014 S. 1 (UELL) sowie der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. Nr. L 315 vom 14.11.2012 S. 1. Sowohl die AGVO als auch die UELL verweisen in ihren Begriffsbestimmungen auf Art. 2 Z 41 und 42 der Richtlinie 2012/27/EU. Diese Bestimmungen bleiben durch die Richtlinie (EU) 2018/2002 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz unverändert.

Zu § 4 Abs. 3:

Die Förderpraxis hat gezeigt, dass die in der bisherigen Regelung enthaltene „feste“ Grenze von 50 % nicht zweckdienlich ist, weil die Volatilität der Strompreise Einfluss auf den ökonomischen Einsatz von Absorber- bzw. Kompressoranlagen hat. Mit der vorliegenden Novelle soll dieses Kriterium folglich entfallen; gleichzeitig soll mit der neuen Regelung zum Ausdruck gebracht werden, dass Absorptionskältemaschinen technisch gesehen die präferierte Lösung zur Fernkälteerzeugung sind. Daneben können auch Kompressorkälteanlagen oder ähnliche Anlagen – es handelt sich im Text um eine demonstrative Nennung des Anlagentyps – zum Einsatz kommen.

Zu § 4 Abs. 6:

Der Nachweis einer Reduktion des Primärenergieträgereinsatzes sowie der CO₂-Emissionen ist ausschließlich für Fördertatbestände des WKLG relevant, bei denen nicht schon definitionsgemäß ausschließlich erneuerbare Energieträger zum Einsatz kommen. Förderansuchen von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften für Nahwärmenetze benötigen diese Nachweise daher nicht.

Zu § 4 Abs. 7:

Als besondere Förderungsvoraussetzung für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im WKLG gilt, dass diese ein Nahwärmenetz betreiben und in ihrer Ausgestaltung den Regelungen des Art. 22 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen.

Zu § 6:

§ 6 Abs. 1 wurde um den neuen Fördertatbestand der Nahwärmenetze von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ergänzt. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die Regelungen zu den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften in der Richtlinie (EU) 2018/2001 grundsätzlich

energeträgerneutral formuliert sind und sich das Modell der gemeinsamen Nutzung einer Anlage zur Eigenversorgung auch auf den Wärmebereich übertragen lässt.

Gemäß Art. 46 Z 5 AGVO sind die beihilfefähigen Kosten für das Verteilnetz die Investitionskosten und nicht die Investitionsmehrkosten. Zum Verteilnetz zählen auch die Hausanschlüsse. Gemäß Anhang 2 der UELL sind die beihilfefähigen Kosten für Fernwärme- und Fernkälteanlagen (Erzeugungseinheiten) ebenso die Investitionskosten.

Für die Berechnung der Förderung gemäß § 6 Abs. 2 Z 1, 2 und 3 sowie für Nahwärmenetze von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften nach § 6 Abs. 2 Z 6 sind daher die Investitionskosten und nicht mehr die Investitionsmehrkosten relevant.

Zu § 8 Abs. 2:

In der Praxis hat sich gezeigt, dass es bei der Realisierung von Projekten zu Verzögerungen kam, die nicht in der Verantwortung des Förderwerbers lagen. Es soll daher der Abwicklungsstelle die Möglichkeit eingeräumt werden, bei Vorliegen besonders berücksichtigungswürdiger Gründe die Realisierungsfrist verlängern zu können. Zu diesen zählen beispielsweise Schäden bzw. Lieferverzögerung an wesentlichen Anlagenteilen, Bauverzögerungen aufgrund von archäologischen Funden und Kriegsmaterial, unvorhergesehene Grabungsverbote.

Zu § 11 Abs. 2:

Mit dieser Regelung wird festgelegt, dass bei der Reihung von Förderansuchen der Anteil an erneuerbarer Energie im Energiemix des Fernwärme- oder Fernkältesystems maßgeblich ist. Der Anteil an erneuerbarer Energie wird über einen Zeitraum von zehn Jahren von der Abwicklungsstelle geprüft. Der Nachweis, dass die Anteile gehalten werden, kann bspw. über ein laufendes (Online-) Monitoring gewährleistet werden.

Zu § 15 Abs. 4:

Alle Änderungen, die mit dieser Novelle beschlossen werden, sind auf anhängige Förderansuchen anzuwenden. Klargestellt wird, dass Förderansuchen jener Förderwerber, die binnen zwölf Monaten ab Inkrafttreten der Novelle keinen Umstellungsplan iSd § 4 Abs. 1a vorlegen, als zurückgezogen gelten.

Zu Artikel 9 und 10 – Änderung des Starkstromweegegesetzes 1968 und des Bundesgesetzes über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken

Zu § 3 StWGG und § 3 StWG (Bewilligungsfreistellungen bis 45 kV):

Abs. 1 normiert unverändert eine grundsätzliche Bewilligungspflicht für Leitungsanlagen hinsichtlich Errichtung, Bestand, Änderungen, Erweiterungen und Betrieb.

Abs. 2 zählt jene Fälle auf, die von der Bewilligungspflicht nach Abs. 1 ausgenommen werden.

Unter dem Aspekt der Deregulierung werden mit der neuen Z 1 generell die Bewilligungsfreistellungen für Spannungsebenen (von bisher 1 000 auf) bis 45 000 Volt für alle Leitungsanlagen ausgeweitet, sofern es sich nicht um Freileitungen über 1 000 Volt handelt.

Durch die neu angefügte Z 3 sind nun auch Kabelüberführungsmaste von der Bewilligungsfreistellung erfasst. Dabei handelt es sich um Tragwerke der Freileitung, die dazu dienen, Leitungskabel auf- und abzuführen. Ist für die Anbindung eines Kabelüberführungsmastes eine Trassenverschwenkung notwendig, so ist auch diese von der Bewilligungsfreistellung umfasst, sofern sie ausschließlich diesem Zweck dient.

Da in der Anlagengrößenordnung bis 45 000 Volt nach Erfahrungswerten aus der Praxis und nach dem gewöhnlichen Lauf der Dinge keine sicherheitstechnisch komplexen Fragestellungen zu besorgen sind, überwiegt das Interesse, den bürokratischen Verwaltungs- und Kostenaufwand zu reduzieren. Dem durch den Wegfall des Bewilligungsverfahrens eingeschränkten Rechtsschutz wird zum einen mit dem Antragsrecht nach Abs. 3, mit der Leitungsdokumentation nach Abs. 4 und zum anderen mit der unmittelbar anwendbaren Schadenersatzregelung des geltenden § 17 begegnet. Die Einhaltung des Standes der Technik wird als Betreiberpflicht nach dem Elektrotechnikgesetz 1992 sanktioniert.

Die neue Z 2 entspricht der geltenden Rechtslage und der ehemaligen Z 1, sodass zu Eigenkraftanlagen gehörige elektrische Leitungsanlagen nach wie vor von der Bewilligungspflicht ausgenommen sind.

Die alte Z 2 war ersatzlos zu streichen, weil eine statische Verweisung auf den nicht mehr dem Rechtsbestand angehörenden § 31 Abs. 3 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, BGBl. I Nr. 143/1998, angeordnet wird.

Der neue Abs. 3 berücksichtigt – im Einklang mit dem Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes vom 02.04.2009, VwGH 2007/05/0244 – die rechtliche Konsequenz einer Bewilligungsfreistellung, keinen Titel für eine Zwangsrechtseinräumung innezuhaben, weil eine Zustimmung eines geschützten Rechtsträgers (z. B. Liegenschaftseigentümers) nicht erwirkt werden kann. Im Hinblick auf die erforderliche Titelerlangung wird daher ein Antragsrecht auf die Einleitung, Durchführung und Entscheidung eines Bewilligungsverfahrens eingeräumt, aus welchem sich Inhalt und Umfang des Zwangsrechtes ergeben soll.

Der neue Abs. 4 soll dem Umstand Rechnung tragen, dass bei der Behörde keine Projektinformationen über die verlegten elektrischen Leitungsanlagen hinsichtlich Lage, Art und Kapazität aufliegen. Die Evidenzhaltung der Leitungsdokumentation entspricht den Sicherheitsstandards im Hinblick auf Störfallvorsorge. In Verbindung mit den Auskunfts- und Einsichtsrechten nach § 10 EIWOG 2010 wird im Wege der Behörde Rechtssicherheit auch gegenüber Dritten mit berechtigten Interessen eröffnet.

Zu § 12a StWGG und § 20a StWG:

Nach § 76 Abs. 1 AVG hat dann, wenn der Behörde bei einer Amtshandlung Barauslagen erwachsen, sofern nach den Verwaltungsvorschriften nicht auch diese Auslagen von Amts wegen zu tragen sind, die Partei aufzukommen, die den verfahrenseinleitenden Antrag gestellt hat. Als Barauslagen gelten auch die Gebühren, die den Sachverständigen und Dolmetschern zustehen.

Barauslagen sind nach ständiger Rechtsprechung des Verwaltungsgerichtshofes (VwGH) Aufwendungen, die der Behörde zunächst selbst erwachsen sind. Für diese Aufwendungen hat unter den Voraussetzungen des § 76 Abs. 1 AVG die Partei aufzukommen, die um die Amtshandlung angesucht hat. Der Ersatz der Barauslagen durch die Partei setzt aber voraus, dass die Barauslagen der Behörde bereits erwachsen sind, d.h. dass sie z. B. die vom Sachverständigen für seine Tätigkeit angesprochene Gebühr nach deren Festsetzung iSd § 53a AVG bereits bezahlt hat. § 76 Abs. 1 AVG bietet keine Handhabe dafür, die Partei zu verpflichten, eine Vergütung an den Sachverständigen für eine Arbeitsleistung zu bezahlen, die ihm von der Behörde aufgetragen wurde (s. VwGH, 18.11.1953, 1628/52, VwSlg 3201 A/1953).

Die Regelung entspricht der dem § 3b UVP-G 2000 entnommenen Konstruktion und bietet in Abweichung zum § 76 Abs. 1 AVG die vom VwGH geforderte Rechtsgrundlage, um die aufwandsvereinfachende Behördenpraxis der Forderungsübertragung und Zahlungsanweisung an den Projektwerber zur direkten Überweisung zu legitimieren.

Zu § 21 Abs. 3 StWGG und § 28 Abs. 5 StWG:

In Verbindung mit § 3 und § 12a bzw. § 20a sind Übergangsregelungen zu treffen, wonach bereits anhängige Verfahren nach den bisher geltenden Vorschriften zu beenden sind.