



Studie

„Anschluss erneuerbare Energien“

Beschreibung und Analyse von Hemmnissen für den Anschluss und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit Schwerpunkt Photovoltaik sowie Verbesserungsvorschläge

im Auftrag des Klima- und Energiefonds



März 2023



EPOOL - Experten Pool für Energietechnik, -wirtschaft und -recht
Wolfgang-Pauli-Gasse 5
1140 Wien
<https://epool.energy/>



Dipl.-Ing. Dr. Johannes Hackner
Radeckgasse 3/11
1040 Wien
<https://www.hackner-energy.at/>



Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA
Franz-Josefs-Kai 13/12-13
1010 Wien
<https://pvaustria.at>

06.03.2023

Inhalt

Inhalt.....	3
1. Einleitung.....	5
1.1 Ziel	5
1.2 Methodik	5
1.3 Hinweise und Limitationen.....	6
2. Detailanalyse der Hemmnisse	7
2.1 Organisatorische Abläufe	7
Hemmnis #1: Bearbeitungszeiten von Netzanschlussanträgen	7
Hemmnis #2: Unterschiedliche Prozesse bei Netzanschlussanträgen	9
Hemmnis #3: Wartezeiten für die Anlageninbetriebnahme	12
2.2 Technische Anforderungen	14
Hemmnis #4: Einordnung der TAEV im Verhältnis zu Normen und TOR	14
Hemmnis #5: Unterschiedliche Vorgaben für Netzumschaltboxen	18
Hemmnis #6: Ablehnung von wechselrichterintegrierten Entkopplungsschaltern	19
Hemmnis #7: Messung für Netzentkopplungsschutz auf der Mittelspannungsebene	23
Hemmnis #8: Anerkennung geläufiger Wechselrichterzertifikate	24
Hemmnis #9: Mehrere Regelstrategien und -kennlinien im Anlagenbetrieb	26
Hemmnis #10: Unterschiedliche Vorgaben für Fernwirktechnik	28
Hemmnis #11: Regelungskosten für kleinere Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz	30
Hemmnis #12: Fehlende Anwendung des Konzepts der netzwirksamen Bemessungsleistung ...	32
Hemmnis #13: Kumulierung der Maximalkapazitäten von Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Netzbenutzer:innen.....	37
Hemmnis #14: Notwendige Ertüchtigungen in bestehenden elektrischen Anlagen	39
Hemmnis #15: Unterschiedliche Vorgaben zum Zählerverteilschrank	42
Hemmnis #16: Unterschiedliche Umsetzung von virtuellen Zählpunkten.....	43
2.3 Netzkapazitäten und Netzausbau	47
Hemmnis #17: Fehlende Netzkapazitäten	48
Hemmnis #18: Transparenz bzgl. verfügbarer Netzkapazitäten	51
Hemmnis #19: Transparenz bei der Berechnung verfügbarer Netzkapazitäten	52
Hemmnis #20: Transparenz bei Vergabe freier Netzkapazitäten	54

2.4	Netzzutrittsentgelt	56
	Hemmnis #21: Verrechnung des Netzzutrittsentgelts für vorhandene Netzanschlussanlagen ...	56
	Hemmnis #22: Berechnung des Netzzutrittsentgelts nach der Spitzenleistung	58
2.5	Andere Vorgaben	60
	Hemmnis #23: Überschusseinspeisung von Stromlieferanten mittels Direktleitung	60
	Abkürzungsverzeichnis	63
	Quellenverzeichnis	65
	Anhang	68
	A1 Weitere erhobene Hemmnisse	68
	Hemmnis #24: Unterschiedliche Voraussetzungen für Baubewilligungen	68
	Hemmnis #25: Frühe Detailplanung für Bewilligungsverfahren	68
	Hemmnis #26: Komplexe und heterogene Bewilligungsverfahren	68
	Hemmnis #27: Fristen und Vorgaben zu Förderungen machen Projekte komplexer	69
	Hemmnis #28: Erdschlussüberwachung auf Niederspannungsebene	69
	Hemmnis #29: Unterschiedliche Vorgaben zu Wandlermessschranken	70
	Hemmnis #30: Kategorisierung von kleinen Erzeugungsanlagen auf Kraftwerken oder Betrieben als Typ D	70
	Hemmnis #31: Keine Standardisierung des Rückleistungsschutzes	70
	Hemmnis #32: Hohe Projektkosten für die widmungskonforme Errichtung von PV-Anlagen auf WKA-Stellflächen	71
	Hemmnis #33: Flächenwidmung für Netzanschlussantrag bei PV-Freiflächenanlagen	71
	Hemmnis #34: Unklare Entscheidungsgrundlagen für PV-Eignungszonen	72
	Hemmnis #35: Unklare Entscheidungsgrundlagen bei Flächenwidmungen für PV-Anlagen	72
	Hemmnis #36: Fachkräftemangel	73
	Hemmnis #37: Fehlende Kompetenz für vollständige Montage von PV-Modulen	73
	Hemmnis #38: Entfall der Betriebsanlagengenehmigung für PV-Anlagen nicht anerkannt	74
	Hemmnis #39: Unklarheit bei Meldung bezüglich Elektrizitätsabgabe	74
	Hemmnis #40: Keine virtuellen Zählpunkte bei Ökostromförderung	75
	Hemmnis #41: Keine vereinfachte Beschlussfassung für PV in Wohnhausanlagen	75

1. Einleitung

1.1 Ziel

Ziel dieser Studie war es, Herausforderungen beim Anschluss von elektrischen Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom, mit Fokus auf Photovoltaik, aufzuzeigen, diese zu objektivieren und praxisbezogene Verbesserungs- bzw. Lösungsvorschläge auszuarbeiten. Darüber hinaus sollen die zuständigen Akteurinnen und Akteure (Ministerien, Netzbetreiber, Anschlusswerke, Regulierungsbehörde, Streitschlichtungsstelle, EAG-Abwicklungsstelle etc.) dargestellt und eventuell unterschiedliche Vorgangsweisen der Netzbetreiber sowie Herausforderungen im Bereich technisch-organisatorischer Vorgaben ermittelt werden.

1.2 Methodik

Um eine möglichst umfassende Erhebung potenzieller Hemmnisse für den Netzanschluss und Betrieb von PV-Anlagen sicherzustellen, wurde ein zweistufiger Prozess angewandt. In einem ersten Schritt wurde hierfür eine Befragung in der PV-Branche in Österreich mittels Fragebogen durchgeführt. Im zweiten Schritt wurden drei Workshops mit einschlägigen Unternehmen abgehalten, um die erhaltenen Rückmeldungen zu verifizieren.

Im Detail erging der offene Fragebogen an 255 Unternehmen (100 % Mitglieder des Bundesverbandes Photovoltaic Austria). Erhoben wurden technische, rechtliche und administrative Hemmnisse beim Anschluss und Betrieb von PV-Anlagen. Die Umfrage wurde zwischen 27.01.2022 und 16.02.2022 abgehalten. Die Rücklaufquote lag bei 15 %. Es wurden alle Unternehmen des Bundesverbandes Photovoltaic Austria kontaktiert. Mit einem Anteil von 54 % erfolgte ein Großteil der Rückmeldungen durch PV-Installateurinnen und Installateure und Anlagenbetreiber:innen. Die erhobenen Hemmnisse sind daher auch in diesem Kontext zu betrachten.

Die rückgemeldeten Hemmnisse wurden in die Leistungsklassen „0 bis 50 kW“, „50 bis 500 kW“, „> 500 kW“ sowie „Allgemein“ unterteilt. Darauf aufbauend wurde je ein Workshop pro Leistungsklasse abgehalten. Um eine für ganz Österreich möglichst repräsentative Erhebung sicherzustellen, wurden die teilnehmenden Unternehmen so ausgewählt, dass jedes Bundesland in jedem Workshop durch ein dort tätiges Unternehmen vertreten war. Die Dauer der Workshops betrug jeweils 3,5 Stunden. Durchschnittlich nahmen fünf Unternehmen je Workshop teil, wobei die einzelnen Unternehmen zum Teil in mehreren Bundesländern tätig sind und diese vertraten.

Nach Abschluss der Workshops wurden aus den gesammelten Rückmeldungen und aus Aufzeichnungen des Bundesverbandes Photovoltaic Austria insgesamt 41 Hemmnisse abgeleitet. Gemäß der Projektbeauftragung wurden diese Hemmnisse an den Auftraggeber übermittelt. In weiterer Folge wurden die unter Punkt 2 angeführten Hemmnisse zur Detailanalyse durch den Auftraggeber ausgewählt, konkrete Lösungsvorschläge erarbeitet und die Stakeholder Anfang Juni 2022 bezüglich Termine für Workshops kontaktiert. Diese fanden dann am 28.6.2022 mit der Regulierungsbehörde und am 12.9.2022 mit den Netzbetreibern (über deren Interessensvertretung

Österreichs Energie) statt. Konkrete erste schriftliche Rückmeldungen der Netzbetreiber, die bis zum Abgabetermin der vorliegenden Studie einlangten, wurden in der Studie berücksichtigt bzw. kommentiert.

1.3 Hinweise und Limitationen

Die gesammelten Hemmnisse spiegeln die im Anfang 2022 in der Branche wahrgenommenen Herausforderungen bei Projektierung, Netzanschluss und Betrieb von Photovoltaikanlagen wider. Deren Beschreibungen basieren in erster Linie auf diesen (subjektiven) Wahrnehmungen der Befragten. Die sachverständige Analyse und die daraus abgeleiteten Verbesserungsvorschläge basieren auf den im ersten Quartal 2022 geltenden Regeln und Rechtsakten, können jedoch inhaltlich auch auf allfällige Entwürfe neuer gegenständlicher Regeln und Rechtsakte (z.B. Strommarktgesetz) übertragen werden.

Lösungsvorschläge, die Fristen in Bestimmungen verbindlicher Rechtsakte enthalten, wurden ohne Sanktionierungen oder Strafbestimmungen formuliert. Dies wäre aber generell zu deren wirksameren Durchsetzung wünschenswert.

Alle Formulierungen sind in gendergerechter Schreibweise ausgeführt. Gesetzlich definierte Begriffe wurden in der zum Zeitpunkt der Verfassung der Studie gültigen Form übernommen. Textvorschläge wurden im Stil des Zieldokuments gehalten.

Alle Informationen und Inhalte dieser Studie wurden sorgfältig erhoben, zusammengestellt und geprüft. Eine Haftung für die Korrektheit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen wird jedoch nicht übernommen.

2. Detailanalyse der Hemmnisse

Im Folgenden werden die verschiedenen Hemmnisse, welche im Rahmen der Umfrage identifiziert und durch den Auftraggeber ausgewählt wurden, im Detail analysiert. Hierfür wird jedes der ausgewählten Hemmnisse auf Basis der erhaltenen Rückmeldungen beschrieben, der Sachverhalt im Detail analysiert und schließlich Verbesserungsvorschläge und die dafür zuständigen Akteurinnen und Akteure dargestellt. Die erhobenen Hemmnisse unterteilen sich in die Kategorien „Organisatorische Abläufe“, „Technische Abläufe“, „Netzkapazitäten und Netzausbau“, „Netzzutrittsentgelt“ sowie „Andere Vorgaben“.

2.1 Organisatorische Abläufe

Diese Kategorie behandelt die genannten organisatorischen Probleme bei der Umsetzung von PV-Anlagen. Betroffene Themengebiete sind Netzzutrittsanfragen, die Inbetriebnahmen von Anlagen, Baubewilligungsverfahren und Förderungen.

Hemmnis #1: Bearbeitungszeiten von Netzanschlussanträgen

Kurzbeschreibung: Durch die hohe Anzahl an Netzanschlussanträgen kommt es zu längeren und teilweise sehr unterschiedlichen Bearbeitungszeiten.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Die Bearbeitungszeiten für Netzanschlussanträge können sich je nach Netzbetreiber sehr deutlich unterscheiden. Gemäß den Umfragerückmeldungen betragen diese zwischen einem Tag und mehreren Monaten. Tendenziell steigen die Bearbeitungszeiten mit der Größe der Stromerzeugungsanlage. Dies gilt auch für Antwortzeiten bei Rückfragen, speziell wenn umfangreichere technische Erhebungen durch den Netzbetreiber erforderlich sind. Teilweise besteht auch das Problem, dass keine konkreten Ansprechstellen für Fragestellungen an den Netzbetreiber bekannt sind. Eine Frist für die maximale Bearbeitungszeit von Netzanschlussanträgen gibt es derzeit nicht bzw. nur für „einfache“ Anträge nach § 17a ElWOG. Dies kann zu deutlichen Verzögerungen bei der Projektierung von Stromerzeugungsanlagen führen.

Analyse

Die Qualität der Netzdienstleistungen von Netzbetreibern wird auf Basis von § 19 ElWOG iVm § 7 Abs 1 E-ControlG in der END-VO geregelt. Dies betrifft auch die Zeitspanne für die Bearbeitung von Netzanschlussanträgen. Gemäß § 3 Abs 1 END-VO hat der Verteilernetzbetreiber (VNB) der:dem Netzbenutzer:in, innerhalb von 14 Tagen (bzw. innerhalb von einem Monat für die Netzebenen 1 bis 6) ab vollständiger schriftlicher Anfrage nach Netzzutritt, einen Kostenvoranschlag für das Netzbereitstellungs- und das Netzzutrittsentgelt zu übermitteln. Gemäß § 3 Abs 2 END-VO ist zusätzlich innerhalb der Frist über die voraussichtliche Bearbeitungsdauer für die Herstellung des Netzanschlusses zu informieren. Diese Bestimmungen werden jedoch in Abs 5 relativiert, da bei umfangreicheren technischen Erhebungen für die Bearbeitung eines Netzanschlussantrags innerhalb

der oben genannten Fristen nur eine Ansprechperson durch den VNB zu benennen ist bzw. ein konkreter Vorschlag zur weiteren Vorgangsweise unterbreitet werden muss.

In § 3 Abs 3 END-VO sind die Mindestinhalte eines vollständigen Antrags auf Netzzutritt angeführt. Hierbei können vor allem die Projektpläne und technischen Unterlagen lt. Ziffer 5, welche von Verteilernetzbetreibern angefordert werden können, zu unterschiedlichen Verfahren und längeren Bearbeitungszeiten führen.

In Bezug auf die Bearbeitungszeit für den Netzanschluss ist auch § 17a ElWOG zu nennen, welcher festlegt, dass Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger mit einer Engpassleistung bis 20 kW auf entsprechende Anzeige hin an das Verteilernetz anzuschließen sind. Für eine Anschlussbestätigung ist im Gesetz eine Frist von vier Wochen vorgesehen. Der Netzbetreiber kann den Netzzutritt nur im Falle begründeter Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten verweigern.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Wie in der obenstehenden Analyse ausgeführt, werden die Zeitabläufe für die Bearbeitung von Netzanschlussanträgen durch die END-VO vorgegeben. Das Verfahren zur Erlangung der Betriebserlaubnis sieht die Schritte Netzanschlussantrag (inkl. Netzanschlusskonzept bzw. Angebot für den Netzzugangsvertrag), Planung und Errichtung, Inbetriebsetzung und Betrieb (inkl. der Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis) vor. Als erster Schritt im gesamten Verfahren kann die maximale Dauer zwischen der Übermittlung eines vollständigen Netzanschlussantrags und der Ausstellung eines Netzanschlusskonzepts bzw. eines Angebots für den Netzzugangsvertrag festgelegt werden. Durch (strafbewehrte) Verpflichtungen zu einer vordefinierten Dienstleistungsqualität könnte mittelbar auch der Aufbau von personellen und organisatorischen Ressourcen bei den Netzbetreibern angereizt werden. Zur Beschleunigung der Bearbeitung von Netzanschlussanträgen werden folgende Änderungen vorgeschlagen:

- Da die Zuordnung zur Netzebene im Ermessen des Netzbetreibers liegt¹, sollte die Vorgabe der Bearbeitungszeit nicht nach der Netzebene, sondern nach dem Leistungsbedarf der (zukünftigen) Netzbenutzer:innen erfolgen. § 3 Abs 1 END-VO sollte daher wie folgt angepasst werden:

*„Der Verteilernetzbetreiber hat dem Netzbenutzer oder dem von ihm Bevollmächtigten innerhalb von vierzehn Tagen ab Einlangen einer vollständigen schriftlichen Anfrage für den definierten Leistungsumfang einen schriftlichen Kostenvoranschlag gemäß § 5 Konsumentenschutzgesetz, BGBl. Nr. 140/1979, für das Netzbereitstellungsentgelt auf Basis von Preisen je Leistungseinheit und für das Netzzutrittentgelt entsprechend der individuellen Inanspruchnahme auf Basis von Preisen je Arbeits- bzw. Mengeneinheit zu übermitteln. Bei Netzbenutzern, ~~die auf den Netzebenen 1 bis 6 anzuschließen sind,~~ verlängert sich diese Frist auf einen Monat. **mit einer den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen entsprechenden Höchstleistung ab 30 kW verlängert sich diese Frist auf drei Wochen, ab 400 kW auf vier Wochen und ab 5000 kW auf sechs Wochen**². Der*

¹ Für die Zuordnung zu einer Netzebene gelten die Leistungswerte nach § 55 Abs 7 ElWOG als Richtwerte.

² Gemäß einer ersten Stellungnahme der Netzbetreiber vom 28.10.2022 zum Entwurf des vorliegenden Berichts seien die vorgeschlagenen Fristen zu kurz, da im Rahmen von Netzanschlussbeurteilungen umfangreiche technische Erhebungen erforderlich wären.

Kostenvoranschlag hat – außer im Falle einer Pauschalierung gemäß § 54 Abs 2 EIWOG 2010 – die wesentlichen Komponenten des zu entrichtenden Netzzutrittsentgeltes zu beinhalten.“

- Da gemäß dem obigen Vorschlag auch längere Bearbeitungszeiten als die derzeitigen zugestanden würden, sollte die Relativierung in § 3 Abs 5 END-VO für „umfangreiche technische Erhebungen“ gestrichen und durch folgende Formulierung ersetzt werden:

~~“(5) Sind umfangreichere technische Erhebungen für die Bearbeitung der in Abs 1 und 2 genannten Anträge und Anfragen durch den Verteilernetzbetreiber notwendig, so hat dieser innerhalb der in diesen Absätzen genannten jeweiligen Fristen zumindest eine Ansprechperson zu benennen und einen konkreten Vorschlag zur weiteren Vorgangsweise zu unterbreiten.“~~ **“(5) Nach Annahme des Kostenvoranschlags durch den Netzbenutzer ist vom Netzbetreiber umgehend ein Netzzugangsvertrag auszustellen.“³**

- Die Differenzierung nach dem Leistungsbedarf sollte auch in **§ 3 Abs 2 und 3 END-VO** erfolgen.

Gemäß § 99 Abs 2 Z 5 EIWOG wäre die Nichteinhaltung der o.a. Fristen eine Verwaltungsübertretung und mit Geldstrafe bewehrt.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Änderung der END-VO)

Hemmnis #2: Unterschiedliche Prozesse bei Netzanschlussanträgen

Kurzbeschreibung: Je nach Netzgebiet existieren unterschiedliche Prozesse für die Bearbeitung von Netzanschlussanträgen.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Durch die starke Expansion der PV-Branche wächst auch die Anzahl der Unternehmen, die in mehreren Bundesländern tätig sind. Durch die derzeit sehr unterschiedlichen administrativen Vorgaben und Prozesse für die Bearbeitung von Netzanschlussanträgen entsteht diesen Unternehmen ein großer administrativer Aufwand. Die unterschiedlichen Prozesse und die dadurch entstehenden Kosten erhöhen sich in der Regel mit der Anlagengröße.

Analyse

Die Mindestinhalte von Netzzutrittsanträgen sind in § 3 Abs 3 END-VO vorgegeben. Gemäß den Umfragerückmeldungen führen vor allem die Projektpläne und technische Unterlagen, die lt. Ziffer 5 durch Verteilernetzbetreiber von Netzbenutzer:innen der Netzebenen 1 bis 6 angefordert werden können, zu unterschiedlichen Prozessen in der Bearbeitung von Netzanschlussanträgen. In der TOR Erzeuger Typ B, C und D Punkt 4.2 „Netzanschlussantrag“ ist beispielhaft angeführt, welche Informationen die Projektpläne und technischen Unterlagen umfassen können. Dies sind:

- eine einpolige Darstellung der elektrischen Einrichtungen und Angaben über die technischen Daten der eingesetzten Betriebsmittel;

³ Gemäß Stellungnahme der Netzbetreiber vom 28.10.2022 zum Entwurf des vorliegenden Berichts sei das Einlangen eines Anmeldeverfahrens seitens der gewünschten Energieabnehmer:innen Voraussetzung zur Ausstellung eines Netzzugangsvertrags. Alternative zum Vorschlag wäre eine Änderung des fristauslösenden Zeitpunkts in § 46 Abs 4 EIWOG.

- der Nennstrom der Stromerzeugungsanlage oder die Nennscheinleistung;
- der Maximalstrom im Kurzschlussfall (Kurzschlussstrombeitrag);
- eine Beschreibung des vorgesehenen Schutzkonzepts mit Angaben über Schutzfunktionen und Einstellwerte.

In der Praxis verlangen Netzbetreiber für größere Erzeugungsanlagen weitergehende Unterlagen⁴, wie z. B. den Nachweis einer entsprechenden Flächenwidmung, um eine erste Prüfung des Netzanschlussantrags vorzunehmen. Netzbetreiber übermitteln zu diesem Zeitpunkt gegebenenfalls auch eine vorläufige Reihung der eingereichten Netzanschlussanträge, der Fristen für die Projekteinreichung und -genehmigungen sowie einen möglichen Inbetriebnahmetermin. Bei manchen Netzbetreibern wird ein Netzzugangsvertrag erst nach Erbringung aller Projektgenehmigungen ausgestellt⁵. Die konkreten Prozesse zur Erlangung des Netzanschlussvertrags unterscheiden sich je nach Netzbetreiber und sind derzeit weder in der END-VO noch in den TOR Erzeuger oder den der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen (AVB) definiert. § 46 Abs 4 EIWOG legt fest, dass der Netzzugangsvertrag einen Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der Anlage beinhalten muss und dieser, je nach Netzebene, maximal drei Jahre nach Abschluss des Netzzugangsvertrags liegen darf. Durch die sehr unterschiedlichen Prozesse bis zur Erlangung des Netzanschlussvertrags beginnen diese Fristen teilweise erst sehr spät im Projekt zu laufen und können in der Folge keine Beschleunigung des gesamten Verfahrens bis zur Anlageninbetriebnahme erwirken.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Zur Lösung des Problems wäre eine Definition von Mindestinhalten für die durch die Netzbetreiber zu erbringenden Dienstleistungen erforderlich, sowie eine Festlegung der maximalen Bearbeitungszeiten für Prozesse der Netzbetreiber. Diese sollten mit der Übermittlung eines „vollständigen“ Netzanschlussantrags durch (zukünftige) Netzbenutzer:innen beginnen, um einen durchgehenden Fristenlauf über das gesamte Projekt zu gewährleisten. Die einzelnen Prozessschritte und Fristen könnten wie folgt aussehen:

- 1) Prozessbeginn: Übermittlung eines vollständigen Netzanschlussantrags durch die:den (zukünftige:n) Netzbenutzer:in an den Netzbetreiber;
- 2) Mit definierter Frist nach Schritt 1): Übermittlung eines schriftlichen Kostenvoranschlags für das Netzzutrittsentgelt (NZE) sowie eines Netzanschlusskonzepts, mit Informationen bzgl. Netzebene, Netzzutrittspunkt, Netzanschlusspunkt bzw. Eigentumsgrenze, netzseitiger Anschlussanlage, Zählpunktbezeichnung, durch den Netzbetreiber an die:den (zukünftige:n) Netzbenutzer:in. Gleichzeitig eine umgehende Ausstellung des Netzzugangsvertrags inkl. Zahlungsplan für das Netzzutrittsentgelt;
- 3) Mit definierter Frist nach Schritt 2): Errichtung der netzseitigen Anschlussanlage und allfällige Ertüchtigung des vorgelagerten Netzes gemäß § 46 Abs 4 EIWOG;

⁴ Siehe Netz Niederösterreich GmbH, [„Reihungs-Regelung Erzeuger Projekte ab TOR-Typ B bei Anschluss in der Netzebene 4“](#)

⁵ Siehe Netz Burgenland GmbH, [„Prozessbeschreibung für den Netzzugang bei Erzeugungsanlagen > 20 kW“](#)

- 4) Mit definierter Frist nach der Fertigstellungsmeldung durch den:die Netzbenutzer:in: Durchführung der Inbetriebnahme und Zuschaltung bzw. erstmaliger Netzparallelbetrieb der Erzeugungsanlage durch den Netzbetreiber⁶;
- 5) Mit definierter Frist nach der Vorlage des Nachweisdokuments gemäß TOR Erzeuger durch die:den (zukünftige:n) Netzbenutzer:in: Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis (EBE) durch den Netzbetreiber.

Die Komplexität des gesamten Prozesses ist wesentlich von der Anlagengröße abhängig. Kleinere Anlagen werden oft durch eine Elektrofachkraft angeschlossen und der Netzzugangsvertrag parallel oder danach ausgestellt. Größere Anlagen ab Typ B erfordern ein mehrstufiges Betriebserlaubnisverfahren. Aus diesem Grund bietet sich zur Festlegung der Mindestinhalte des Netzanschlussantrags eine Unterscheidung gemäß den Typen der TOR Erzeuger an.

- Zur Vereinheitlichung der Prozesse sollten in Punkt 4.2 der TOR Erzeuger Typ B, C und D folgende Änderungen betreffend die Mindestinformationen für den Netzanschlussantrag vorgenommen werden:

*„Dazu stellt der (zukünftige) Netzbenutzer einen Netzanschlussantrag beim relevanten Netzbetreiber. **Bei Vorliegen folgender Mindestinformationen ist der Antrag als vollständig zu betrachten:**“ mit zumindest folgenden Informationen (z.-B. über ein Formular von der Homepage des Netzbetreibers):*

„Projektpläne und technische Unterlagen, je nach Anforderung des Netzbetreibers und sofern zu diesem Zeitpunkt bereits verfügbar, z.-B.:

– einpolige Darstellung der elektrischen Einrichtungen und Angaben über die technischen Daten der eingesetzten Betriebsmittel;

- Nennstrom der Stromerzeugungsanlageeinheiten oder Nennscheinleistung;

- Maximalstrom im Kurzschlussfall (Kurzschlussstrombeitrag);

– Beschreibung des vorgesehenen Schutzkonzeptes mit Angaben über Schutzfunktionen und Einstellwerte.“

- In Punkt 4.3 der TOR Erzeuger sollte folgende Änderung vorgenommen werden:

*„Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise **zumindest folgende Angaben:***

- Art, Zahl und Lage der Teile der Anschlussanlage;

*- den **technisch geeigneten Anschlusspunkt Netzzutrittspunkt**⁷ (Netzebene) und die ZP-Bezeichnung;“*

Mit diesen Verbesserungsvorschlägen und jenen zu „Hemmnis #1: Bearbeitungszeiten von Netzanschlussanträgen“ wäre sichergestellt, dass die Mindestinhalte eines Netzanschlussantrags genau definiert sind. In Verbindung mit § 3 Abs 1 und 5 END-VO wäre zudem sichergestellt, dass Netzbetreiber in einer definierten Frist ein Netzanschlusskonzept bzw. ein Angebot für den

⁶ Dem Netzbetreiber bleibt es nach Punkt 8.1 TOR Erzeuger vorbehalten, bei der Überprüfung und Zuschaltung anwesend zu sein.

⁷ Dieser Begriff wurde bei der letzten Änderung der TOR eingeführt, um eine Verwechslung mit dem unionsrechtlichen Begriff „Netzanschlusspunkt“ aus der RfG-VO zu vermeiden.

Netzzugangsvertrag vorlegen müssen und nach Annahme dieser durch die:den (zukünftige:n) Netzbenutzer:in umgehend ein Netzzugangsvertrag auszustellen ist.

Um die Reihung von Netzanschlussanträgen zu standardisieren, könnte die E-Control eine Änderung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen (AVB) nach § 47 EIWOG verlangen. So könnten beispielsweise standardisierte Reihungskriterien in einen Anhang zu den AVB⁸ aufgenommen werden. Alternativ dazu wäre es auch möglich, Punkt 4.4 der TOR Erzeuger betreffend „Netzanschlussvertrag“ entsprechend zu ergänzen.

Zur Vereinheitlichung der Prozesse wäre es sinnvoll, die vorgeschlagenen Maßnahmen in einer gemeinsamen Arbeitsgruppe mit allen Stakeholdern zu besprechen und die abgestimmten Lösungen umzusetzen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Initiierung einer Arbeitsgruppe zum Thema oder Vorschlag einer Änderung der TOR Erzeuger, Änderung der AVB), Netzbetreiber (Mitwirkung bei der Erstellung der TOR Erzeuger, AVB)

Ergänzend dazu kann auch § 20 EIWOG Abs 2 „Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten“ hinsichtlich der Fristen für Netzzugangsberechtigte angepasst werden (vgl. § 46 Abs 4 EIWOG):

*„Die begehrte Kapazität kann innerhalb eines Monats ab Beantwortung des Netzzutrittsantrags durch den Netzbetreiber durch Leistung einer Anzahlung (Reugeld) **in der Höhe von 10 %** auf das (voraussichtliche) Netzzutrittsgeld reserviert werden. Weitere Festlegungen zur Anzahlung **und Teilzahlung** können in den Allgemeinen Bedingungen gemäß § 17 erfolgen. Die Reservierung erlischt und die Anzahlung verfällt, wenn die begehrte Kapazität nicht innerhalb von zwölf Monaten **für die Netzebenen 7 bis 5 bzw. drei Jahren für die Netzebenen 4 und 3** ab Reservierung **durch Meldung der Fertigstellung** in Anspruch genommen wird, ~~es sei denn, der Netzzugangsberechtigte kann glaubhaft machen, dass die Ursache für die Nichtinanspruchnahme außerhalb seines Einflussbereichs liegt und das Vorhaben innerhalb angemessener Frist abgeschlossen werden kann.~~ **Die Verfahrensdauer für behördliche Genehmigungen oder Bewilligungen für die Anlage des Netzzugangsberechtigten verlängert diese Frist entsprechend.** Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen, fließen dem im Rahmen der EAG-Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 77 EAG zu.“*

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): BMK (Ministerialvorlage des EIWOG)

Hemmnis #3: Wartezeiten für die Anlageninbetriebnahme

Kurzbeschreibung: Bei der Inbetriebnahme von Erzeugungsanlagen kommt es zu längeren Wartezeiten. Zudem existiert kein einheitlicher Verfahrensablauf.

⁸ Siehe etwa Anhang zu den „Allgemeinen Verteilernetzbedingungen der Netz NÖ“, genehmigt durch den Vorstand der Energie-Control Austria am 18.06.2014 gemäß § 47 EIWOG idF BGBl. I Nr. 174/2013

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Die Fertigstellung einer Stromerzeugungsanlage wird dem Netzbetreiber durch eine Fertigstellungsmeldung mitgeteilt und nachfolgend ein Inbetriebnahmetermin vereinbart. Im Privatbereich werden im Zuge des Inbetriebnahmetermine der netzseitige Teil der Anschlussanlage, der Hausanschlusskasten, der Vorzählerbereich und der Zählerverteilschrank überprüft. Mit steigender Anlagengröße steigen die Vorgaben für die Netzanbindung. Dementsprechend müssen zusätzliche Messungen durchgeführt und weitere Anlagenteile überprüft werden. Der Inbetriebnahmeprozess für PV-Anlagen unterscheidet sich jedoch je nach Netzbetreiber und wird mit steigender Anlagengröße komplexer. Als wesentliches Problem wurde in den Umfragerückmeldungen die lange Wartezeit für einen Inbetriebnahmetermin genannt. Dieser kann bei Großanlagen mehrere Monate betragen und den Projektabschluss erheblich verzögern.

Analyse

Der grundsätzliche Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens ist in Punkt 7 der TOR Erzeuger beschrieben und im Anhang A4 grafisch dargestellt. Eine separate Fertigstellungsmeldung zur Bereitschaft für den Parallelbetrieb ist darin für Anlagen ab Typ B formell nicht vorgesehen. In der Praxis wird diese aber zwischen Errichtung und Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage durch Anlagenerrichter:innen ausgestellt. Bei den für den Konformitätsnachweis durchzuführenden Überprüfungen darf nach Punkt 8.1 der TOR Erzeuger Typ A und B der Netzbetreiber seine Anwesenheit verlangen. Für Stromerzeugungsanlagen vom Typ B, C und D kann der Netzbetreiber gemäß Art 42(4) RfG-VO bzw. Punkt 8.2 der TOR Erzeuger vor Ort teilnehmen oder von seinem Kontrollzentrum aus. Nach Art 42(2) und 43(2) RfG-VO darf der Netzbetreiber von Netzbutzer:innen zusätzliche oder alternative Testreihen oder Konformitätssimulationen verlangen bzw. nach Art 43(4) RfG-VO auch eigene Konformitätssimulationen durchführen. Gemäß TOR Erzeuger Punkt 8.2 kooperiert der relevante Netzbetreiber bei der Durchführung der Tests und verzögert diese nicht ohne triftigen Grund. Nach Art 41(6) RfG-VO bzw. Punkt 8.2 der TOR Erzeuger Typ B, C und D darf der Netzbetreiber die Betriebserlaubnis nicht ohne triftigen Grund verweigern.

Diese angeführten Beispiele zeigen, dass bereits in der europäischen RfG-VO ein gewisses Maß an Flexibilität im Betriebserlaubnisverfahren für Anlagen vom Typ B, C und D vorgesehen ist, welche national nicht eingeschränkt werden kann.

Nach der Durchführung der notwendigen Konformitätstests und -simulationen und mit der Vorlage des vollständigen Nachweisdokuments weist der:die Netzbutzer:in dem Netzbetreiber die Konformität der Stromerzeugungsanlage nach. Der Netzbetreiber prüft die Unterlagen und erteilt dem:der Netzbutzer:in die endgültige Betriebserlaubnis. Für diesen Prozess sind derzeit keine Fristen vorgesehen.

Auch die Inbetriebsetzung und der erstmalige Parallelbetrieb der Stromerzeugungsanlage dürfen nach Punkt 7 der TOR Erzeuger nur in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber erfolgen. Anlagen vom Typ A werden oft nur durch den Zählereinbau in Betrieb genommen. Fristen für den Zähler sind zwar in § 4 Abs 5 END-VO geregelt. Diese gelten aber aufgrund des Verweises auf die Wechselverordnung (WVO) und deren Rechtsgrundlage in § 76 Abs 7 EIWOG nur für Endverbraucher:innen und nicht für Erzeuger:innen.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Die Wartezeiten für die Anlageninbetriebnahme können durch eine entsprechende Fristensetzung in der END-VO begrenzt werden. Dies betrifft einerseits den Zeitraum zwischen der Fertigstellung der Stromerzeugungsanlage und der Zuschaltung zum Parallelbetrieb und andererseits den Zeitraum zwischen der Übermittlung des vollständigen Nachweisdokuments an den Netzbetreiber und der Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis. Hierfür wären zwei zusätzliche Absätze 7 und 8 in § 3 der END-VO erforderlich:

- **„(7) Bei Erzeugungsanlagen ist der Einbau eines Zählers und die Zuschaltung zum Netzparallelbetrieb nach Meldung der Fertigstellung der Stromerzeugungsanlage durch den Netzbenutzer und nach Vorlage eines vollständigen Nachweisdokuments zur Erlangung der Erlaubnis zur Zuschaltung nach Art 34 der Verordnung (EU) 2016/631 sowie in Abstimmung mit dem Netzbenutzer innerhalb von fünf Arbeitstagen durchzuführen. Bei Anschlussleistungen ab 400 kW verlängert sich diese Frist auf zehn Arbeitstage.“**
- **„(8) Bei Erzeugungsanlagen ist die Ausstellung einer Betriebserlaubnis nach den Artikeln 30 bis 37 der Verordnung (EU) 2016/631, die auch vorübergehend, beschränkt oder endgültig sein kann, nach Vorlage des jeweils vollständigen Nachweisdokuments und unbeschadet anderweitiger Regelungen im EIWOG 2010 innerhalb von fünf Arbeitstagen durchzuführen. Bei Anschlussleistungen ab 30 kW verlängert sich diese Frist auf zehn Arbeitstage, ab 400 kW auf 14 Tage und ab 5000 kW auf einen Monat.“**

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Änderung der END-VO)

2.2 Technische Anforderungen

Diese Kategorie behandelt genannte technische Probleme bei der Umsetzung von PV-Anlagen. Diese betreffen Normen, Richtlinien, die technischen und organisatorischen Regeln (TOR) sowie die technischen Anforderungen der Netzbetreiber.

Hemmnis #4: Einordnung der TAEV im Verhältnis zu Normen und TOR

Kurzbeschreibung: Netzbetreiber sowie Elektriker:innen verweisen bei der Umsetzung von Netzanschlüssen oft auf Anforderungen aus den TAEV. Die Einordnung der TAEV im Verhältnis zu geltenden Normen, technischen Regeln oder Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber ist oft unklar.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Die TAEV (die technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt) bilden eine Zusammenfassung aus rechtlichen Vorgaben, technischen Normen und Regeln sowie Ausführungsbestimmungen und stellen für Verteilernetzbetreiber und Elektriker:innen eine wichtige Planungs- und Entscheidungsgrundlage dar. Es kann im Zuge

der Zusammenstellung der TAEV aber vereinzelt zu abweichenden Formulierungen gegenüber den zugrunde liegenden Normen und Marktregeln kommen. Dies wirft vielfach die Frage der Anwendungshierarchie auf.

Analyse

Die TAEV entstanden 1956 als Ergebnis einer Vereinbarung zwischen der „Bundesinnung der Elektrotechniker und Radiomechaniker“ und dem „Verband der Elektrizitätswerke Österreichs“. Die Regelwerke haben sich im Laufe der Zeit zu einer Zusammenfassung der in Österreich gültigen Errichtungsbestimmungen entwickelt und sind mittlerweile ein fester Bestandteil der Arbeitsunterlagen für Elektroinstallateurinnen und Elektroinstallateure.

Gemäß dem Vorwort sollen in den TAEV jene technischen Anforderungen beschrieben werden, die durch OVE/ÖNORM-Bestimmungen oder die AB VNB nicht im Detail geregelt sind. Darunterfallen:

- Festlegungen über die technische Gestaltung des Anschluss- und Zählerbereichs;
- spezielle Festlegungen der Netzbetreiber mit dem Ziel, eine angemessene Einheitlichkeit im plombierbaren Teil der Anlagen von Kundinnen und Kunden zu erreichen und Fehlerwirkungen von solchen Anlagen auf andere auszuschließen;
- Festlegungen über die Zulässigkeit und die Art des Anschlusses bestimmter Geräte im Sinne der EMV, insbesondere zur Begrenzung von Netzurückwirkungen.

Diese Festlegungen stellen jedoch nur einen Teil der TAEV dar. Mehrheitlich werden darin Bestimmungen aus anderen Quellen wie dem ETG, der ETV, OVE/ÖNORM oder den TOR wiedergegeben, teilweise jedoch auch nur fragmentarisch und nicht vollständig.

Landeseinheitliche oder netzbetreiberspezifische Festlegungen werden durch die Netzbetreiber als „Ausführungsbestimmungen zu den TAEV“ veröffentlicht.

Nachfolgend wird ein Versuch unternommen, die TAEV und andere technische Regeln hierarchisch in die Gesamtheit geltenden (technischen) Rechts einzuordnen. Abbildung 1 Die oberste hierarchische Ebene zwingenden Rechts bilden europäische Verordnungen und Richtlinien. Darunter folgen nationale Gesetze und Verordnungen sowie rechtsverbindliche Normen. Als (in durch zwingendes Recht vorgegebenen Grenzen) disponibles Recht anzusehen sind vertragliche Bestimmungen, Allgemeine Verteilernetzbedingungen und die damit vereinbarten technische Regeln und Normen. Da die TAEV selbst keinen rechtlich verbindlichen Charakter besitzt, sondern hauptsächlich auf andere Gesetze und Regelwerke verweist, befindet sie sich also auf untergeordneter hierarchischer Ebene.

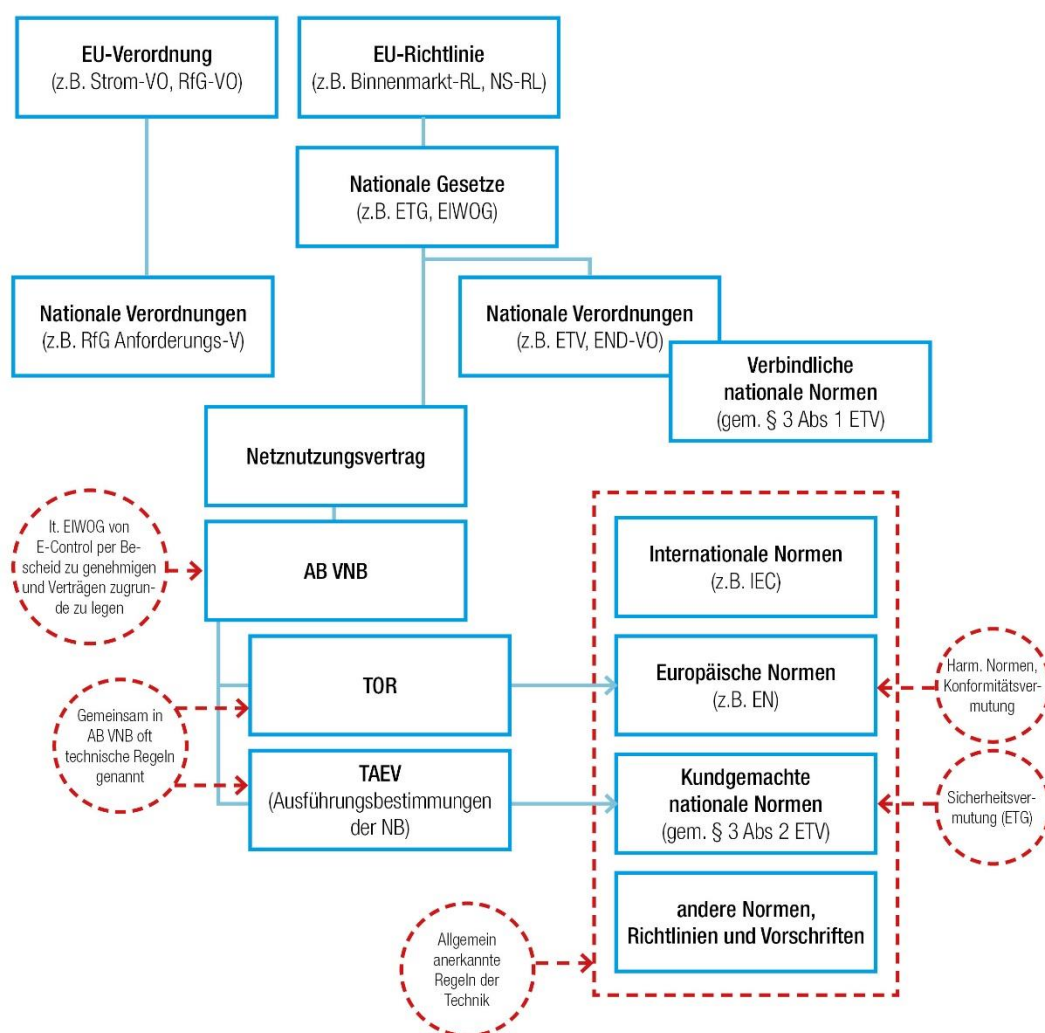


Abbildung 1: Hierarchische Einordnung der TAEV

Die Erstellung der TOR ist im E-Control-Gesetz geregelt. Gemäß § 22 Abs 2 E-Control-Gesetz sind von der Regulierungsbehörde „in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen zu erarbeiten und diesen zur Verfügung zu stellen“. Dies erfolgt über die Homepage des Regulators.⁹ Die TOR werden, wie die TAEV, als „geltende technische Regeln“ über die „Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz“ zwischen Netzbetreibern und Netzbenutzerinnen und Netzbenutzern im Netzanschlussvertrag nach § 5 Abs 1 Z 1 vereinbart. Innerhalb der TOR und TAEV wiederum sind Verweise auf Normen enthalten, die dadurch ebenfalls Teil der Vereinbarung werden. Zum Teil sind dies auch gemäß § 3 Abs 2 ETV „kundgemachte“ Normen, wie z. B. die OVE-Norm E 8101, durch deren Anwendung elektrische

⁹ Siehe [TOR Bereich](#) der E-Control

Betriebsmittel und elektrische Anlagen als „sicher“ gelten dürfen¹⁰. In den TAEV besteht dadurch ein gewisses Maß an Redundanz und Zirkelverbindung zu anderen Regelwerken. § 3 Abs 1 ETV erklärt auch einige österreichische Normen für verbindlich. Jedenfalls auch unmittelbar geltend und zwingend anzuwenden sind die technischen Anforderungen aus der RfG-VO und der RfG-Anforderungs-V.

Die TAEV sind damit ein zwischen Netzbenutzerinnen und Netzbenutzern und Netzbetreibern vereinbartes Regelwerk, welches sich zu einem Gutteil auf andere Gesetze, Normen bzw. die TOR bezieht. Festlegungen, welche die TAEV über diese Gesetze, Normen etc. hinaus treffen, besitzen von sich aus keinen rechtlich verbindlichen Charakter und sind gegenüber AB VNB und TOR als nachrangig oder ergänzend vereinbart zu sehen.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Neben übergeordneten technischen Bestimmungen aus zwingendem Allgemeinrecht - d.s. technische Regeln aus EU-Verordnungen (z. B. RfG-VO), technische Regeln aus allgemeinen österreichischen Rechtsakten (z. B. ETG, EIWOG, ETV, RfG-Anforderungs-V) und gem. § 3 Abs 1 ETV 2020 für verbindlich erklärte Normen - können in Netzanschlussverträgen gem. § 5 Abs 1 Z 1 EIWOG individuelle technische Bestimmungen vereinbart werden, sofern diese Vereinbarung konsensual erfolgt und nicht gegen zwingendes Recht verstößt (z.B. gegen elektrotechnische Sicherheitsbestimmungen gem. ETG oder dem Gleichbehandlungsgebot gem. EIWOG).

Um die Einordnung der TAEV transparent zu machen, könnte im Definitionsteil der mit den Netzanschlussverträgen vereinbarten AB VNB folgende Anwendungshierarchie aufgenommen werden:

- **„Geltende technische Regeln“ sind in absteigender rechtlicher Hierarchie:**
 - **technische Regeln aus den vorliegenden Allgemeinen Verteilernetzbedingungen;**
 - **die Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR);**
 - **die Technischen Anschlussbedingungen mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften für elektrische Starkstromanlagen mit Betriebsspannungen unter 1000 V (TAEV);¹¹**
 - **die technischen Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber;**
 - **gem. § 3 Abs 2 ETV 2020 kundgemachte Normen;**
 - **andere anerkannte Regeln der Technik (z. B. weitere OVE/ÖNORMEN oder Richtlinien).“**

Es bestünde die Möglichkeit, die TOR, ähnlich der RfG Anforderungs-V, über eine Verordnungsermächtigung der E-Control zu erlassen. Dies hätte den Vorteil einer erhöhten Rechtssicherheit der TOR-Anforderungen sowie deren hierarchischer Einordnung, aber gleichzeitig auch den Nachteil, dass die TOR als allgemeiner Rechtsakt nicht vertraglich abgeändert werden kann und somit unflexibel wird.

¹⁰ Bei fehlender oder nicht vollständiger Anwendung von kundgemachten Normen und Referenzdokumenten ist i. A. eine Risikobeurteilung erforderlich, um die „Sicherheit“ gemäß ETG zu dokumentieren.

¹¹ D. h. bei einem Widerspruch der TAEV mit den TOR könnten die Regelungen aus den TOR höher gewichtet werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Verlangen und Genehmigung von Änderungen der AB VNB), Netzbetreiber (Änderung der AB VNB)

Hemmnis #5: Unterschiedliche Vorgaben für Netzumschaltboxen

Kurzbeschreibung: Je nach Netzgebiet existieren unterschiedliche Anforderungen und Vorgaben für die Zulassung und technische Umsetzung von Netzumschaltboxen bzw. Umschalteinrichtungen.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Durch die zunehmende Verbreitung von elektrischen Energiespeichern steigt auch die Nachfrage nach Notstromversorgungsanlagen für Eigenheime auf Netzebene 7. Solche Anlagen bestehen in der Regel aus einer PV-Anlage und einem elektrischen Energiespeicher. Diese müssen im Bedarfsfall sicher vom Stromnetz getrennt bzw. nach Wiederherstellung der Netzverfügbarkeit wieder sicher mit diesem verbunden werden. Dabei hat sich noch kein netzübergreifender Standard etabliert. Ausführende Unternehmen stehen vor dem Problem, dass je nach Netzgebiet unterschiedliche Anforderungen zur Umsetzung der Netzumschaltboxen zu erfüllen sind. Das führt zu einem administrativen Mehraufwand und teilweise sehr unterschiedlichen Kosten für diese Netzbenutzer:innen. Je nach Anforderung der Netzbetreiber können diese zwischen ca. 600 € und 2500 € liegen. Gemäß den Umfragerückmeldungen werden nicht alle Umschalteinrichtungen von Netzbetreibern akzeptiert.

Analyse

Die OVE E 8101 „Elektrische Niederspannungsanlagen“ ist als „kundgemachte Norm“ nach Anhang II der ETV 2020 nicht rechtsverbindlich. Durch ihre Anwendung ist jedoch davon auszugehen, dass Sicherheitsmaßnahmen auf dem Gebiet der Elektrotechnik gem. § 3 Abs 1 und 2 ETG 1992 eingehalten werden. Sie ist als zentrale Errichtungsnorm für Niederspannungsanlagen eine „anerkannte Regel der Technik“. Prinzipielle Anforderungen für elektrische Anlagen, bei denen die Stromerzeugungsanlage eine umschaltbare Versorgungsalternative zur allgemeinen Stromversorgung darstellt, sind in OVE E 8101 Teil 5-55 „Andere elektrische Betriebsmittel“, Punkt 551.6 festgelegt. Demnach sind Maßnahmen zur Netztrennung vorzusehen, damit ein Betrieb der Stromerzeugungseinrichtung parallel zum Verteilernetz nicht möglich ist. Eine mögliche Maßnahme ist auch „ein automatischer Umschalter mit geeigneter Verriegelung“.

Grundsätzliche Bestimmungen sind auch in Punkt 6.536.101 „Einrichtungen zur Umschaltung auf Inselbetrieb“ der OVE-Richtlinie R 20 enthalten. Die Ausführungsbeispiele im Anhang wurden auch in der „Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz“ von ÖE publiziert¹².

„Umschalteinrichtungen“ werden auch in der TAEV unter Punkt 6.11.4 beschrieben und dabei detaillierter auf die erforderlichen Eigenschaften einer Ersatzstromversorgungs-Umschalteinrichtung eingegangen.

¹² Siehe „Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz“, 2014-V1.2, Österreichs Energie

Genauere Bestimmungen zu Wechselrichtern mit einer Freischaltung der Inselbetriebsfunktion finden sich auch in den Ausführungsbestimmungen einiger Netzbetreiber. Falls Wechselrichter beispielsweise getrennte Lastausgänge für Netz- und Ersatzbetrieb besitzen, ist eine „vom Hersteller approbierte Netzumschaltbox“ zu verwenden. Dabei müssen der Wechselrichter und die Netzumschaltbox „ein vom Wechselrichterhersteller approbiertes Gesamtsystem bilden“¹³.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Um die im Detail sehr unterschiedlichen Umsetzungen von Umschaltvorrichtungen für den Inselbetrieb zu standardisieren, sollten in erster Linie deren Eigenschaften verbindlich definiert werden. Dafür kommen etwa die TOR Erzeuger infrage, die mit den AB VNB vereinbart wird. Sollten auch individuelle Umschaltvorrichtungen allgemeine Anerkennung finden, so ist eine Aufnahme von Umschaltvorrichtungen in eine Prüfnorm (wie ÖVE Richtlinie R 25) nicht zweckmäßig, da diese auf Serienprodukte abstellt. Dann müsste z. B. vor der Inbetriebnahme eine Prüfung der elektrischen Anlage durch eine Elektrofachkraft erfolgen¹⁴. Daher wird folgende Ergänzung im drittletzten Absatz des Punktes 6.3.1 „Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz“ in den TOR Erzeuger vorgeschlagen:

- *„Zusätzliche Schutz- und Sicherheitsbestimmungen für Stromerzeugungsanlagen, welche eine umschaltbare Versorgungsalternative zur allgemeinen Stromversorgung darstellen, sind etwa in ÖVE-EN 1 Teil 4 § 53 bzw. OVE E 8101-5-551, bzw. OVE E 8101-7-717, und OVE Richtlinie R 20 und den TAEV enthalten. Die Umschaltvorrichtung (Netzumschaltbox oder individuell zusammengestellte Betriebsmittel für diesen Zweck) ist nach erfolgreicher Prüfung dieser Bestimmungen durch eine Elektrofachkraft vor Inbetriebnahme der elektrischen Anlage nach ÖVE/ÖNORM E 8101-6 durch die Netzbetreiber anzuerkennen. Die Einhaltung der Kriterien hinsichtlich der Versorgungsqualität für den Inselbetrieb in der Anlage des Netzbenutzers liegt in der Verantwortung des Anlagenbetreibers.“*

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Vorschlag für TOR Erzeuger), Netzbetreiber (Mitarbeit an TOR Erzeuger)

Hemmnis #6: Ablehnung von wechselrichterintegrierten Entkupplungsschaltern

Kurzbeschreibung: Dezentrale Generatorschalter bzw. wechselrichterintegrierte Entkupplungsschalter werden nicht in allen Netzgebieten als Netzentkupplungsstelle akzeptiert.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Gemäß TOR Erzeuger müssen Stromerzeugungsanlagen mit einer Nennscheinleistung größer 30 kVA einen externen Netzentkupplungsschutz¹⁵ aufweisen. Unter gewissen Bedingungen¹⁶ können hierfür auch dezentrale Generatorschalter bzw. wechselrichterintegrierte Entkupplungsschalter verwendet

¹³ Siehe „Ausführungsbestimmungen der OÖ Netzbetreiber“, Stand 15.7.2020

¹⁴ Erweiterung der Erstprüfung nach ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61 bzw. Teil 6 der ÖVE/ÖNORM E 8101 auf diese Umschaltvorrichtung

¹⁵ Dieser dient dem Abgriff der Messgrößen für den Schutz am Netzanschlusspunkt.

¹⁶ Siehe TOR Erzeuger Typ A Punkt 6.3

werden. Dieser Ansatz ermöglicht die Gewährleistung einer hohen Betriebssicherheit bei deutlich geringeren Systemkosten. Gemäß den Umfragerückmeldungen lehnen manche Netzbetreiber jedoch die Nutzung des wechselrichterintegrierten Entkopplungsschalters ab, weil sich dadurch die Anzahl der Entkopplungsstellen erhöhen könnte und diese zudem schwer zugänglich sind. Zudem wird die in der TOR Erzeuger angeführte Bedingung, dass der Netzentkopplungsschutz „*direkt fest verdrahtet*“ sein muss, so interpretiert, dass eine Auslösung nicht über eine Software erfolgen darf, wie dies beim wechselrichterintegrierten Entkopplungsschalter der Fall wäre. Dies soll sicherstellen, dass der gesamte Netzentkopplungsschutz inklusive der Entkopplungsschalter unabhängig von der Software des Wechselrichters und möglicher Updates ausgeführt wird.

Analyse

Entkopplungsschalter stellen im Fehlerfall eine Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz sicher. Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle (Entkopplungsschalter) wird von der Schutzeinrichtung (Entkopplungsschutz) angesteuert. Diese löst automatisch aus, wenn eine der Schutzfunktionen anspricht. Die Funktion und Mindesteigenschaften der Entkopplungsstelle werden in den TOR Erzeuger, z. B. in Punkt 6.1.3 behandelt: „*Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, können die dezentralen Schalteinrichtungen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten (Generatorschalter, integrierte Schalteinrichtungen der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle) als Entkopplungsstelle verwendet werden.*“ Die Nutzung von in Wechselrichtern integrierten Entkopplungsschaltern ist also grundsätzlich erlaubt, sofern sie die folgenden, gemäß Kapitel 6.3 „*Schutzeinrichtungen und Netzentkopplungsschutz*“ der TOR Erzeuger geforderten, Eigenschaften aufweisen:

- a) unverzögert auslösbar;
- b) mindestens Lastschaltvermögen und auf maximal abzuschaltende Kurzschlussleistung¹⁷ ausgelegt;
- c) Schaltvermögen mindestens gemäß Ansprechbereich der allfällig vorgeschalteten Kurzschluss-sicherung;
- d) allpolige galvanische Trennung;
- e) fest verdrahtete Verbindung des Schutzeinrichtung-Entkopplungsschalters;
- f) Arbeitsstromauslösung des Schalters weder mit Netz- noch mit Generatorspannung betrieben;
- g) ein Ausfall der Hilfsspannung oder das Ansprechen der Selbstüberwachung der Schutzeinrichtung muss zum Auslösen führen;
- h) die Funktion muss überprüfbar sein (Prüfklemmleiste).

Einige kritische Eigenschaften werden nachstehend näher erläutert:

Ad a) Gemäß Kapitel 5.4 „*Prüfung der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle*“ der OVE-Richtlinie R 25 müssen bei der Beurteilung der Abschaltzeit die Eigenzeiten des Kuppelschalters und der Ansteuerung berücksichtigt werden. In den Tabellen 7 und 8 „*Einstellwerte für den Netzentkopplungsschutz*“ der TOR Erzeuger Typ A kann bei den zeitlichen Vorgaben $< 0,1$ s von einer maximalen Eigenzeit für die Schutzeinrichtung und den Schalter von ebenfalls $0,1$ s ausgegangen

¹⁷ Diese hängt vom Netz und der Stromerzeugungsanlage ab.

werden. Eine Gesamtauslösezeit der einzelnen Schutzfunktionen einschließlich Eigenzeit des Schalters in der Entkopplungsstelle von maximal 0,2 s muss erreichbar sein.

Ad b) Gemäß Punkt 4.2 der TOR Erzeuger Typ B kann bei Stromerzeugungsanlagen mit Wechselrichtern für den Kurzschlussstrombeitrag der Umrichter-Nennstrom angenommen werden.

Ad e) Die Schutzfunktionen können sowohl in einer von der Anlagensteuerung getrennten als auch in einer gemeinsamen Hardware realisiert werden. Dieses gilt auch für Einrichtungen zur Zuschaltkontrolle und Zuschaltfreigabe. Wenn die Schutzfunktionen von der Anlagensteuerung getrennt ausgeführt werden, sind die Auslösekontakte der Schutzeinrichtungen direkt fest verdrahtet¹⁸ auf die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle zu führen.

Ad f) Eine Arbeitsstromauslösung des Schaltgerätes der Entkopplungsstelle darf weder mit der Netzspannung noch mit der Generatorspannung betrieben werden oder davon abhängig sein (z. B. Pufferbatterie, Kondensatoren). Unterspannungsauslöser in Ruhestromschaltung, die mit der Netzspannung oder der Generatorspannung betrieben werden, dürfen eingesetzt werden. Allerdings muss deren FRT-Fähigkeit gegeben sein, d. h. es darf kein Auslösen im geforderten Unterspannungs-/Zeitbereich gemäß Kapitel 5.2.1 der TOR Erzeuger erfolgen. Der Ausfall der Hilfsspannung oder das Ansprechen der Selbstüberwachung der Schutzeinrichtung muss zum Auslösen des Entkopplungsschalters führen.

Ad h) Der Auslösekreis Schutzeinrichtung – Entkopplungsstelle muss geprüft werden können. Dies kann nur bei selbsttätig wirkenden Freischaltstellen¹⁹ entfallen. Hier könnte z. B. auch auf die VDE-AR-N 4105 Punkt 6.4.1 „Kuppelschalter – Allgemeines“ verwiesen werden, gemäß der die Funktionskontrolle des Kuppelschalters nach einer der folgenden drei Varianten zu realisieren ist:

- Kuppelschalter, bei dem im eingeschalteten Zustand ständig eine Steuerspannung anliegen muss;
- tägliche Ein-/Ausschaltung durch den N/A-Schutz und Überwachung der Funktion (z. B. Rückmeldekontakt);
- integrierter N/A-Schutz.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Um eine allgemein akzeptierte technische Lösung zu finden, wurde mit den Netzbetreibern im Rahmen von Arbeitskreisen bereits folgender Lösungsansatz diskutiert:

- Eine Aufnahme der folgenden Detaillierungen in den TOR Erzeuger Punkt 6.3:
 - Der Einsatz integrierter Schalteinrichtungen ist nur für nicht-inselbetriebsfähige Teile von Stromerzeugungsanlagen des Typs A in der Netzebene 6 und 7 erlaubt.
 - Die Verwendung der integrierten Schalteinrichtungen muss auch mit den Ländersettings Österreich möglich sein.

¹⁸ Netzwerkverbindung, WLAN oder Ähnliches wäre also nicht erlaubt.

¹⁹ Auch integrierter N/A-Schutz lt. VDE AR 4105

- Eine Rückmeldung über die Entkopplung muss ausgeführt werden. Anzustreben ist eine Rückmeldung direkt vom Wechselrichter über Kontaktausgänge. Hierfür könnten eventuell Schaltungsbeispiele bereitgestellt werden.
 - In Wechselrichtern soll eine integrierte Prüfroutine vorhanden sein, die das korrekte Öffnen beider Kuppelschalter regelmäßig, zumindest alle 24 Stunden, prüft.
 - Die Schaltung muss so aufgebaut sein, dass die FRT-Fähigkeit gewährleistet bleibt (z. B. gepufferte 24-V-DC-Versorgung).
- Die Einfügung folgender Ergänzung in den TOR Erzeuger Punkt 6.3.1:

„Die Schutzfunktionen können sowohl in einer von der Anlagensteuerung getrennten als auch in einer gemeinsamen Hardware realisiert werden. Dieses gilt auch für Einrichtungen zur Zuschaltkontrolle und Zuschaltfreigabe. ~~Wenn die Schutzfunktionen von der Anlagensteuerung getrennt ausgeführt werden, sind die Auslösekontakte der Schutzeinrichtungen direkt fest verdrahtet auf die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle zu führen. Eine kommunikationsbasierte Auslösung (Übertragung des Auslösekommandos von der Schutzeinrichtung zur Entkopplungsstelle) ist grundsätzlich zulässig, wenn diese entsprechend den Anforderungen an Schutzsignalübertragungen erfolgt. Hierbei ist im Wesentlichen sicherzustellen, dass die Signallaufzeit von der Eingabe des Auslösebefehls in das Schutzsignalübertragungsgerät bis zur Kontaktausgabe am Gegenende < 25 ms beträgt. Zusätzlich muss sichergestellt sein, dass eine Fehlerklärungszeit von ≤ 100 ms erreicht werden kann und die kommunikationsbasierte Auslösekette funktionsüberwacht ist. Unter funktionsüberwacht ist eine geeignete Überwachung anzusehen, die den funktionellen Ausfall der Signalübertragung erkennt und bei einem Ausfall, der länger als 4 s dauert, oder bei einer Häufung von mehreren kürzeren Ausfällen den Kuppelschalter unverzüglich auslöst. Bei kommunikationsbasierten Auslösekreisen über IP-Netzwerke ist ergänzend auf Wechselwirkungen (z. B. parallele Dienste) und auf die Informationssicherheit zu achten. Diesbezügliche Kommunikationsverbindungen sind vorzugsweise physisch, aber zumindest logisch (VLAN) getrennt auszuführen. Generell muss die Schutzsignalübertragung auch den FRT-Anforderungen entsprechen. Wenn das Übertragungsmedium nicht über eine ausreichende und durchgängige Pufferung verfügt, ist eine End-to-end-Verbindung zu installieren.“~~

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Erarbeitung und Veröffentlichung der TOR Erzeuger), Netzbetreiber (Erarbeitung der TOR Erzeuger)

Darüber hinaus wurde auch eine Erweiterung der Prüfnorm OVE-Richtlinie R 25 um die entsprechende Prüfung der integrierten Kuppelschalter besprochen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): OVE-Arbeitskreis (Erarbeitung der Ergänzung)

Hemmnis #7: Messung für Netzentkupplungsschutz auf der Mittelspannungsebene

Kurzbeschreibung: Bei Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf der Mittelspannungsebene (Netzebene 5) muss auch der Abgriff der Messgrößen für den zentralen Netzentkupplungsschutz auf der Mittelspannungsebene erfolgen.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Liegt der Netzanschlusspunkt einer Stromerzeugungsanlage auf der Mittelspannungsebene (Netzebene 5), so sieht die TOR Erzeuger grundsätzlich vor, dass auch der Abgriff der Messgrößen für den Netzentkupplungsschutz auf der Mittelspannungsebene zu erfolgen hat. Auf Entgegenkommen des Netzbetreibers ist es jedoch möglich, die Messgrößen kostengünstiger auf der Niederspannungsebene oder generatornah²⁰ zu erfassen. Es gibt hierfür jedoch keinen Anspruch der Netzbenutzer:innen.

Analyse

Die Schutzeinrichtung (Netzentkupplungsschutz) steuert den Entkupplungsschalter bei gestörten Betriebszuständen an. Wird eine neue Stromerzeugungsanlage nachträglich in einem bestehenden Netz von Kundinnen und Kunden angeschlossen, so können Netzbetreiber den Abgriff der Messgrößen für den Entkupplungsschutz am Netzanschlusspunkt auf der Mittelspannungsebene verlangen. Den Netzbenutzerinnen und Netzbenutzern können dadurch beträchtliche Kosten für den Steuerkreis²¹ entstehen, und dies trotz der annähernden Spannungsgleichheit speziell auf MS-Ebene. Aber auch auf Niederspannungsebene ist z. B. in Tabelle 8 (Fußnote 26) der TOR Erzeuger Typ A V1.1 der Hinweis gegeben, dass über die Einstellwerte für den Entkupplungsschutz der Spannungsabfall korrigiert werden kann.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Es kann folgender letzter Absatz in Punkt 6.3.1 „*Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz*“ in den TOR Erzeuger Typ A sowie den TOR Erzeuger Typ B aufgenommen werden²²:

- **„Bei nachträglichem Anschluss einer Stromerzeugungsanlage im kundeneigenen Netz einer bestehenden Verbrauchsanlage mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene kann mit dem Netzbetreiber der Abgriff der Messgrößen für die Schutzfunktionen gem. Punkt 6.3.2 auch am Anschlusspunkt der Stromerzeugungsanlage oder einem alternativen Punkt innerhalb des Kundennetzes vereinbart werden. Unter Einhaltung aller folgenden Bedingungen dürfen die Messgrößen jedenfalls am Anschlusspunkt der Stromerzeugungsanlage abgegriffen werden oder an einem alternativen, mit dem Netzbetreiber abgestimmten Punkt innerhalb des Kundennetzes:**

²⁰ In diesem Fall sind keine Steuerleitungen notwendig.

²¹ Der Steuerkreis ist gemäß Punkt 6.1.3 der TOR Erzeuger Typ A die fest verdrahtete Verbindung von der Schutzeinrichtung am Netzanschlusspunkt zu den Entkupplungsschaltern an den Generatorklemmen. Diese Verbindung kann eine Länge von mehreren hundert Metern aufweisen.

²² Ähnliche Bestimmungen finden sich auch in Punkt 10.3.6 „*Schutzkonzept bei Mischanlagen*“ in den VDE-AR-N 4110 „*Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen und deren Betrieb – TAR Mittelspannung*“.

- **die Anbindung der Stromerzeugungsanlage erfolgt im bereits bestehenden kundeneigenen Netz und nicht am Netzanschlusspunkt;**
- **eine Steuerleitung zwischen dem Anschlusspunkt der Stromerzeugungsanlage im kundeneigenen Netz und dem Netzanschlusspunkt ist nicht vorhanden;**
- **bei einem mittelspannungsseitigen Anschlusspunkt der Stromerzeugungsanlage im kundeneigenen Netz muss die Messgrößenerfassung auch auf MS-Ebene erfolgen;**
- **die Spannungsänderung zwischen dem Anschlusspunkt der Stromerzeugungsanlage im kundeneigenen Netz und dem Netzanschlusspunkt kann durch die Einstellwerte für den Entkupplungsschutz korrigiert werden.“**

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Änderung der TOR Erzeuger Typ A und B und Veröffentlichung derselben), Netzbetreiber (Mitwirkung bei der Erstellung der TOR Erzeuger)

Hemmnis #8: Anerkennung geläufiger Wechselrichterzertifikate

Kurzbeschreibung: In Österreich müssen Wechselrichter nach ÖVE-RL R 25 zertifiziert werden. Fallweise werden von Netzbetreibern jedoch trotzdem Prüfberichte und Dokumentationen verlangt.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Die TOR Erzeuger Typ A sieht vor, dass Netzbetreiber verschiedene Unterlagen zur Ausstellung einer Betriebserlaubnis von Wechselrichtern einfordern können. Meistens wird seitens der Netzbetreiber in Österreich eine Zertifizierung nach ÖVE-RL R 25 gefordert. Gemäß Umfragerückmeldungen werden aber vereinzelt auch Prüfberichte nach ÖVE-Richtlinie R 25 verlangt, obwohl bereits eine Zertifizierung nach R 25 erfolgt ist, bzw. werden interne Formulare von Wechselrichterherstellern oder Dokumentationen von Installateurinnen und Installateuren gefordert, welche diese nicht bereitstellen können.

Angemerkt wurde zudem, dass zahlreiche am Markt verfügbare Wechselrichter den Zertifizierungsprozess nach ÖVE-RL R25 noch nicht durchlaufen haben, aber ein gültiges Zertifikat nach der deutschen VDE-AR-N 4105 besitzen. Dieses wird vom Großteil der österreichischen Netzbetreiber als nicht ausreichend erachtet, wodurch sich die Beschaffung von Wechselrichtern erschwert.

Analyse

In der derzeitigen Version der TOR Erzeuger Typ A haben Netzbetreiber gemäß Punkt 8.1 „Konformitätsnachweis“ die Wahl, eine oder mehrere der folgenden Nachweise zu verlangen²³:

- Prüfberichte für selbsttätig wirkende Freischaltstellen nach ÖVE-Richtlinie R 25;
- Prüfberichte für umrichterbasierte Stromerzeugungsanlagen gemäß ÖVE-Richtlinie R 25;
- Prüfberichte für umrichterbasierte Stromerzeugungsanlagen gemäß VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100, sofern ein Set-up mit den Ländereinstellungen „Österreich“ durchgeführt wurde;

²³ Verkürzte Wiedergabe der Inhalte

- Bestätigung über ein Set-up mit den Ländereinstellungen „Österreich“.

Gründe für die Entwicklung einer österreichspezifischen Prüfnorm waren abweichende und teilweise strikere Anforderungen in den TOR Erzeuger Typ A gegenüber jenen der VDE-AR-N 4105, insbesondere betreffend Q(U)- und P(U)-Regelung²⁴, aber auch praktische Erfahrungen österreichischer Netzbetreiber mit unzureichenden technischen Eigenschaften mancher Produkte. Die Prüfung der zusätzlichen Anforderungen (Deltaprüfung) ist daher sachgerecht, solange diese nicht durch die VDE-AR-N 4105 vorgeschrieben werden.

Die österreichischen Netzbetreiber haben mittlerweile eine „White List“ für Wechselrichter erstellt, welche die erforderlichen technischen Eigenschaften glaubhaft nachweisen kann²⁵. Dies trägt zur Transparenz und schnelleren Konformitätsprüfung von Stromerzeugungsanlagen bei.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Zertifikate oder Prüfberichte über die erforderlichen technischen Eigenschaften von Wechselrichtern, welche von akkreditierten Prüfstellen gemäß ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 ausgestellt werden, stellen im Regelfall einen ausreichenden Nachweis der technischen Funktionsweise dar und erfordern keine weiteren Bestätigungen. Es wird daher vorgeschlagen, Punkt 8.1 „Konformitätsnachweis“ der TOR Erzeuger Typ A folgendermaßen anzupassen:

- *„Der Netzbetreiber erbringt den Nachweis der Konformität der Stromerzeugungsanlage im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens durch Vorlage folgender Unterlagen:*
 - *Prüfbericht des Netzentkupplungsschutzes bzw. der Schutzeinrichtung einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens **bzw. Nachweis einer nach ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 für diesen Fachbereich akkreditierten Prüfstelle²⁶ über die Prüfung der (ausgenommen Anlagen mit selbsttätig wirkenden Freischaltstelle gem. ÖVE-Richtlinie R 25 bzw. des integrierten Netz- und Anlagenschutzes gem. VDE-AR-N 4105 von Wechselrichtern; und entsprechendem Prüfbericht.***
 - *Bestätigung der vertragskonformen Errichtung durch den Anlagenerrichter und den Netzbetreiber;*

Auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers sind vom Netzbetreiber im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens noch eine oder mehrere der folgenden Unterlagen bereitzustellen:

- *CE-Konformitätserklärungen für Geräte bzw. elektrische Betriebsmittel (je nach Anwendbarkeit z. B. nach EN 61000-3-2 und EN 61000-3-3 bzw. EN 61000-3-11 und EN 61000-3-12);*
- ~~*Prüfberichte einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens für selbsttätig wirkende Freischaltstellen in Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene nach ÖVE Richtlinie R 2530, oder*~~
- ***Prüfberichte Nachweis** einer nach ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 für diesen Fachbereich akkreditierten Prüfstelle für umrichterbasierte Stromerzeugungsanlagen*

²⁴ Siehe Anhang B „Deltaprüfung“ der ÖVE-Richtlinie R 25

²⁵ Siehe Österreichs Energie, [Wechselrichterliste TOR Erzeuger Typ A](#)

²⁶ Netzbetreiber können Zertifikate oder Prüfberichte ablehnen, die von nicht akkreditierten Prüfstellen ausgestellt wurden.

mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene **über die Prüfung** gemäß Prüfnorm ÖVE-Richtlinie R 25, worin auch eine Dokumentation der oder eine Herstellerparametrieranleitung mit den Ländereinstellungen „Österreich“ (siehe Anhang **A3**) bestätigt wurde²⁷, oder

- **PrüfberichteNachweis** einer nach ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 für diesen Fachbereich akkreditierten Prüfstelle für umrichterbasierte Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene gemäß VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100, sofern der Anlagenerrichter bzw. eine Elektrofachkraft bestätigt, dass ein Set-up mit den Ländereinstellungen „Österreich“ – siehe Anhang **A3** – unter Berücksichtigung abweichender spezifischer Netzbetreibervorgaben durchgeführt wurde;
- Bestätigung des Anlagenerrichters bzw. einer Elektrofachkraft für Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene, dass ein Set-up mit den Ländereinstellungen „Österreich“ – siehe Anhang **A3** – unter Berücksichtigung abweichender spezifischer Netzbetreibervorgaben durchgeführt wurde.“

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Änderung der TOR Erzeuger Typ A und B und Veröffentlichung derselben), Netzbetreiber (Mitwirkung bei der Erstellung der TOR Erzeuger)

Hemmnis #9: Mehrere Regelstrategien und -kennlinien im Anlagenbetrieb

Kurzbeschreibung: In manchen Netzgebieten werden Erzeugungsanlagen unterschiedliche Wirk- und Blindleistungsregelstrategien bzw. eine Umschaltung zwischen verschiedenen Regelkennlinien vorgeschrieben.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

In den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen (AVB) werden für Erzeugungsanlagen, je nach Stromflussrichtung, unterschiedliche Strategien für die Wirk- und Blindleistungsregelung gefordert²⁸. Für Verbrauchsanlagen sieht die TOR keine derartigen Bestimmungen vor. Wird nun eine neue Stromerzeugungsanlage an eine bestehende Verbrauchsanlage angeschlossen, so können aufgrund der Vorgaben der AVB unterschiedliche Regelstrategien oder Regelkennlinien für die Stromeinspeisung bzw. -entnahme gefordert werden. Dies führt zu Zusatzkosten, welche die Wirtschaftlichkeit von PV-Projekten nachteilig beeinflussen. Auch das Umschalten im Betrieb einer Erzeugungsanlage zwischen mehreren Q(U)-Regelkennlinien, wie von manchen Netzbetreibern gefordert, wird von Wechselrichtern üblicherweise nicht unterstützt und erfordert zusätzlich einen Anlagenregler.

²⁷ Es werden auch **PrüfberichteNachweise** auf Basis VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100 anerkannt, sofern **zusätzlich zu prüfende Eigenschaften gemäß ÖVE Richtlinie R 25, insbesondere die Q(U) und P(U) Regelung, erfolgreich geprüft wurden eine Deltaprüfung zu VDE-AR-N 4105:2018 gemäß Anhang B der ÖVE-Richtlinie R 25 nachgewiesen werden kann und auch eine Dokumentation der oder eine Herstellerparametrieranleitung mit den Ländereinstellungen „Österreich“ gemäß Anhang **A3** bestätigt wurde.** Bereits nach VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100 geprüfte Eigenschaften, deren Konformität mit den Anforderungen dieses Teils der TOR durch reine Parametrierung der Stromerzeugungseinheiten erreicht werden kann, bedürfen keiner ergänzenden Prüfung nach ÖVE-Richtlinie R 25, sofern die Einhaltung der Parameter dieses Teils der TOR von einer Elektrofachkraft bestätigt wurde.

²⁸ Z. B. eine spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung und Q(U)-Regelung

Analyse

Netzkundinnen und Netzkunden sind gemäß AB VNB verpflichtet, auf ihre Kosten geeignete Maßnahmen zu setzen, um eine Leistungsentnahme aus dem Netz des Netzbetreibers mit einem Leistungsfaktor $\geq 0,9$ [λ] sicherzustellen. Eine Verrechnung von Blindenergie an Netzkundschaft erfolgt ab einem Leistungsfaktor kleiner 0,9. Diese Regelung ist auch durch § 52 Abs 3 EIWOG 2010 rechtlich gedeckt, sofern die Blindleistungsbereitstellung gesonderte Maßnahmen erfordert und individuell zuordenbar ist.

AVBs können auch zusätzliche Bestimmungen enthalten, wonach der Netzbetreiber, im Interesse einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung der nachgefragten Netzdienstleistung, Netzkundschaft im erforderlichen Ausmaß eine Begrenzung der Einspeise- bzw. Bezugsleistung (spannungsabhängige Wirkenergieückregelung) sowie eine definierte Betriebsweise der Anlage von Kundinnen und Kunden hinsichtlich Wirk-/Blindleistungsverhältnis vorgeben kann. Diese Bestimmungen beziehen sich auf Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. In den aktuellen Versionen der TOR sind solche Bestimmungen nur für Erzeugungsanlagen enthalten.

Wird nun eine neue Stromerzeugungsanlage nachträglich innerhalb einer bestehenden Verbrauchsanlage angeschlossen, so können aufgrund der oben angeführten Bestimmungen in den AVBs unterschiedliche Regelstrategien für Einspeisung und Bezug gefordert werden, wodurch dem Eigentümer bzw. der Eigentümerin der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung Zusatzkosten für die Regelungstechnik entstehen.

Für umrichterbasierte Stromerzeugungsanlagen mit $S_r > 3,68$ kVA wird gemäß Punkt 5.3.4 der TOR Erzeuger Typ A und B **eines** der nachstehenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung vom Netzbetreiber vorgegeben:

- fester Verschiebungsfaktor $\cos \Phi$ fix;
- Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \Phi(P)$;
- Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$;
- feste Blindleistung Q fix.

Die Vorgabe erfolgt im Netzanschlussvertrag. Der relevante Netzbetreiber darf in begründeten Fällen auch zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes der vorgesehenen Verfahren vorgeben. Diese Änderung ist durch die Netzbewerberin bzw. den Netzbewerber innerhalb von zwölf Monaten umzusetzen. Bei Stromerzeugungsanlagen vom Typ B mit einer Maximalkapazität ≥ 1 MW kann der Netzbetreiber in begründeten Fällen auch eine Umschaltung zwischen den vorgesehenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung über eine fernwirktechnische Schnittstelle vorschreiben²⁹.

Eine automatische Umschaltung auf einen spannungsstützenden Betriebsmodus³⁰ wird für Stromerzeugungsanlagen vom Typ B und C in den Punkten 7.1.1.2 und 7.1.2 gemäß TOR Systemschutzplan (Maßnahmen bei Unter- und Überspannung) gefordert. Dies kann auch durch entsprechende Konfiguration einer $Q(U)$ -Kennlinie erfolgen. Die in Deutschland gemäß Punkt 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 geforderte Funktionalität einer $Q(U)$ -Regelung mit Online-Vorgabe einer Referenzspannung für

²⁹ Dies umfasst allerdings nicht zwangsläufig die Umschaltung zwischen mehreren $Q(U)$ -Kennlinien.

³⁰ Spannungsregelung oder Regelung nach einer $Q(U)$ -Kennlinie

Blindleistungsaustausch = 0 (Bild 8, TOR Systemschutzplan) oder fixer Blindleistungsaustausch mit Spannungsbegrenzungsfunktion (Bild 10, TOR Systemschutzplan) kann nur über entsprechende Kraftwerksregler (EZA-Regler) verfügbar gemacht werden.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

- Da auch die neue TOR Verteilernetzanschluss keine verpflichtenden Blindleistungsbereiche für jene vorsieht, die Strom aus dem Netz entnehmen, sollte die AVB angepasst und allfällige Bestimmung gestrichen werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Vorschlag zur Änderung der AVB), Netzbetreiber (Änderung der AVB)

- Start einer Diskussion von Expertinnen und Experten über vorgegebenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung (Punkt 5.3.4 TOR Erzeuger) mit dem Ziel einer möglichst klaren, praxisgerechten und international angepassten Formulierung insbesondere für Netzanschlusspunkte auf Mittelspannungsebene, da hier auch eigene EZA-Regler gebräuchlich sind.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Organisation eines Workshops für Netzbetreiber und Interessenvertretungen der Anlagenhersteller und -betreiber)

Hemmnis #10: Unterschiedliche Vorgaben für Fernwirktechnik

Kurzbeschreibung: Je nach Netzgebiet werden unterschiedliche Schwellenwerte und Schnittstellen für die fernwirktechnische Anbindungen von Erzeugungsanlagen vorgeschrieben.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Netzbetreiber verlangen eine fernwirktechnische Anbindung von Anlagen, um gegebenenfalls Abschaltungen, stufenweise Wirkleistungsreduktionen oder Wirk- und Blindleistungsvorgaben durchführen zu können. Je nach Netzbetreiber unterscheiden sich die Leistungsschwellenwerte, ab denen eine solche Anbindung erforderlich ist, die geforderten Schnittstellen sowie die Übertragungstechnologien und damit auch die Kosten der Fernwirktechnik. Diese reichen von 700 € für einen Rundsteuerempfänger mit potentialfreien Kontakten, der diese Anforderungen theoretisch erfüllen könnte, über die Mitnutzung des Smart Meters für Schaltbefehle um 1.500 €, Fernwirkgeräte mit VPN-Gateway um 4.000 € bis zu einer vollumfänglichen fernwirktechnischen Anbindung um 8.000 bis 18.000 €. Dieser Umstand erschwert die Planung der Errichtung und stellt für kleinere Stromerzeugungsanlagen eine erhebliche Kostenbelastung dar.

Analyse

Die Fernsteuerbarkeit von Stromerzeugungsanlagen ist eine verpflichtende Anforderung für das Netzmanagement und den Systemschutz. So müssen Stromerzeugungsanlagen vom Typ A nach Art 16 (6) RfG-VO „über eine fernwirktechnische Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe innerhalb von 5 Sekunden zu beenden, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist.“ Für Typ B (Art 14 Abs 2a), C und D (Art 15 Abs 2a) gibt es ebenfalls entsprechende Regelungen. Neue PV-Anlagen sind zudem gemäß § 9 Abs 1 Z 4 SOGL Datenaustausch-

V dazu verpflichtet, Echtzeitdaten bereits ab einer Maximalkapazität von 250 kW an den Netzbetreiber zu übermitteln.

Für die oben angeführte Fernsteuerbarkeit greift der Netzbetreiber nicht in die Steuerung der Stromerzeugungsanlage ein. Er ist gemäß Punkt 5.4.1 „Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber“ der TOR Erzeuger lediglich für die Signalgebung verantwortlich. Die dafür erforderlichen sekundärtechnischen Einrichtungen werden grob in Punkt 6.2.1 der TOR Erzeuger „Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle“ behandelt. Demnach werden die Signale über potenzialfreie Kontakte oder einen gängigen Kommunikationsstandard (z. B. IEC 60870-5-101 oder IEC 60870-5-104) am Fernwirkgerät des Netzbetreibers (z. B. Funkrundsteuerempfänger, Gateway) zur Verfügung gestellt.

Nähere Vorgaben finden sich noch in den Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber. Diese geben beispielsweise an, dass der Anlagenteil des Netzbetreibers auf Kosten der Kundinnen und Kunden mit Fernwirktechnik, Messwertfernübertragung und potenzialfreien Kontakten oder einer Online-Schnittstelle in unmittelbarer Nähe der Verrechnungsmesseinrichtung in das Netzleitsystem des Netzbetreibers eingebunden werden muss. Die detaillierte technische Ausführung der Übergabestelle für fernwirktechnische Sollwertvorgaben wird vom Netzbetreiber festgelegt und mit den Kundinnen und Kunden abgestimmt³¹. Einzelne Netzbetreiber geben auch standardisierte Kosten für einen „Smart-Grid-Schrank“ von z. B. 6500 € an³².

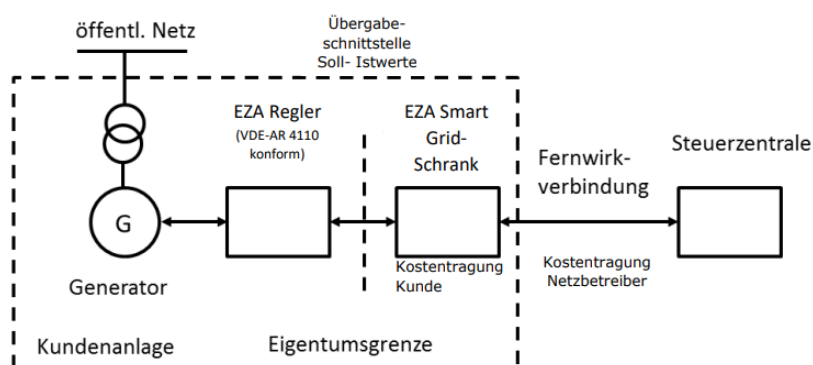


Abbildung 2: Schematische Darstellung der fernwirktechnischen Anbindung der Anlage von Kundinnen und Kunden³²

Aus obigen Ausführungen wird ersichtlich, dass es derzeit keine klare und bundesweit einheitliche Regelung für die Ausführung der Fernwirktechnik sowie für die Aufwendungen, die Netzbetreiber den Netzbewerberinnen und Netzbewerbern hierfür in Rechnung stellen dürfen, gibt³³. Derzeit unterscheiden sich die Kosten je nach Anlagengröße und Netzgebiet sehr deutlich.

³¹ Siehe z. B. „Technische Bedingungen für den Parallelbetrieb einer Erzeugungsanlage mit dem Verteilernetz der Netz Niederösterreich GmbH für Typ A und Typ B (Parallelaufbedingungen)“, Parallelaufbedingungen Netz NÖ vom 1. Mai 2020

³² Siehe z. B. „Technische Anforderungen für den Parallelbetrieb einer Erzeugungsanlage mit dem Verteilernetz der Vorarlberger Netzbetreiber für Typ A und Typ B (Parallelaufbedingungen)“, Vorarlberg Netz, Stadtwerke Feldkirch, E-Werke Frastanz und Montafonerbahn AG, Bregenz, 01. Jänner 2021

³³ In Deutschland etwa werden günstigere Smart-Meter-Gateways – die Kommunikationseinheit zur Datenübertragung eines intelligenten Messsystems – zur fernwirktechnischen Anbindung an die Verteilernetze verwendet.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

- Eine Abstimmung der technischen Anforderungen und Kosten für die fernwirktechnische Anbindung innerhalb der Netzbetreiber mit dem Ziel, diese österreichweit zu vereinheitlichen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): AG bei ÖE (TAEV)

- Die Kosten für eine Anbindung von Stromerzeugungsanlagen an die Fernwirktechnik der Netzbetreiber könnten für verschiedene Leistungskategorien von Stromerzeugungsanlagen (z. B. Typ A, Typ B ≤ 1 MW, Typ B > 1 MW etc.) durch die Regulierungsbehörde erhoben, standardisiert und nach Maßgabe von § 49 und § 51 EIWOG verordnet werden, z. B. durch eine **Ermächtigung in § 51 (2) EIWOG³⁴ für Verordnung (pauschaler) Netzzutrittsentgelte** in einem neuen § 6a SNE-V³⁵ oder im Rahmen der Entgelte für sonstige Leistungen in einer neuen Z 5 in § 11 Abs 1 Z SNE-VO als „**Entgelte für Fernwirktechnik**“.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): BMK (Ministerialvorlage EIWOG), E-Control (Erarbeitung SNE-VO)

Hemmnis #11: Regelungskosten für kleinere Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

Kurzbeschreibung: Für neue Erzeugungsanlagen mit geringer Leistung, die an bestehende Verbrauchsanlagen am Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, kann die am Netzanschlusspunkt vorgeschriebene Wirk- und Blindleistungsregelung hohe Zusatzkosten verursachen.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Bei Erzeugungsanlagen ab Typ B müssen die technischen Fähigkeiten gemäß TOR Erzeuger am Netzanschlusspunkt zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund wird auch der Abgriff der Messgrößen für die Parkregelung³⁶ am Netzanschlusspunkt verlangt. Wird eine Erzeugungsanlage nachträglich in eine bestehende Verbrauchsanlage mit Netzanschluss auf der Mittelspannungsebene³⁷ eingebaut, so kann der Netzanschlusspunkt deutlich vom Einspeisepunkt der Erzeugungsanlage entfernt liegen. In der Folge muss auch die mess- und regelungstechnische Anbindung der Erzeugungsanlagen nachträglich für diese Entfernung errichtet werden und kann ggf. auch über bereits bebautes Gebiet führen. Gemäß den Umfragerückmeldungen kann diese Maßnahme Zusatzkosten zwischen 8.000 bis 12.000 €³⁸ verursachen, obwohl die vorhandene Messung an der Generatorklemme³⁹ bei entsprechender Reglereinstellung vergleichbare Ergebnisse am Netzanschlusspunkt liefert.

³⁴ Das EuGH-Urteil C-718/18 stellt in einem der Spruchpunkte klar, dass die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde auch gegenüber der legislativen Gewalt gewahrt bleiben muss. Die Festlegung der Systemnutzungsentgelte fällt in die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde.

³⁵ Sofern man die Kosten der Fernwirktechnik als mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung von Netzbenutzer:innen unmittelbar verbunden sieht.

³⁶ Für Wirk- und Blindleistungsregelung

³⁷ Trafostation von Kundinnen und Kunden

³⁸ Inklusive Messwandler

³⁹ Z. B. am PV-Wechselrichter

Analyse

Gemäß Kapitel 5.3.3 „Blindleistungskapazität“ der TOR Erzeuger Typ A gelten die Anforderungen an die Blindleistungskapazität bei einem Netzanschlusspunkt in der Niederspannungsebene an den Klemmen des Generators bzw. Umrichters. Bei einem Netzanschlusspunkt auf der Mittelspannungsebene gelten die Anforderungen an die Blindleistungskapazität am Netzanschlusspunkt. Somit werden von den Netzbetreibern meist auch dort die Messpunkte eines Parkreglers, der die Blindleistungsbereitstellung steuert, vorgegeben. Grund hierfür ist der je nach Betriebssituation auftretende Spannungsabfall der Verbindung zwischen Generatorklemmen und Netzanschlusspunkt bzw. die allfällige Kompensation der durch dieses Kabel verursachten Blindleistung.

Die Messstelle für die Umsetzung der spannungsgeführten Wirkleistungsabregelung ist aber gemäß Punkt 5.3.6 der TOR Erzeuger Typ A, sofern nicht zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer:in abweichend vereinbart, die Generatorklemme bzw. der Anschlusspunkt des Wechselrichters.

Dieses Hemmnis kann, ähnlich wieder Abgriff der Messgrößen für den Entkupplungsschutz in Hemmnis #7 bei nachträglicher Errichtung einer Stromerzeugungsanlage in einer bestehenden Verbrauchsanlage mit MS-Netzanschluss auftreten. Es betrifft hier aber vor allem die Spannungshaltung und nicht den Netzschutz.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

- Um bei einem nachträglichen Zubau von Stromerzeugungsanlagen des Typs A in bestehenden Verbrauchsanlagen mit Netzanschluss auf NE 6 oder höher die Kosten für die mess- und regelungstechnische Anbindung zum Netzanschlusspunkt zu vermeiden und den sicheren Betrieb des Netzes nicht nachteilig zu beeinflussen, sollte der folgende letzte Absatz in Punkt 5.3.4 „Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung“ der TOR Erzeuger Typ A aufgenommen werden⁴⁰:

„Bei Netzanschlusspunkt auf der MS-Ebene kann mit dem Netzbetreiber ein vom Netzanschlusspunkt abweichender Messpunkt für die Regelung der Stromerzeugungsanlage vereinbart werden (z. B. die Klemmen der Stromerzeugungsanlage). Wird die Stromerzeugungsanlage nachträglich im kundeneigenen Netz einer bestehenden Verbrauchsanlage angeschlossen und ist keine Mess- bzw. Datenleitung zum Netzanschlusspunkt vorhanden, so darf der Netzbenutzer eine vereinfachte Lösung umsetzen, sofern die Vorgaben des Netzbetreibers rechnerisch auf den Netzanschlusspunkt korrigiert⁴¹ und entsprechend eingestellt werden können.“

⁴⁰ Eine ähnliche Bestimmung findet sich auch in Punkt 10.2.2.6 der VDE-AR-N 4110 (TAR Mittelspannung).

⁴¹ Die typische Korrektur erfolgt durch eine Verschiebung der Blindleistungsvorgabe durch die Ladeblindleistung der Kabel und die Leerlaufblindleistung der Netztransformatoren sowie durch die Näherung der quadratisch von der Erzeugungsleistung abhängigen Transportblindleistung durch die Längsimpedanzen der Netztransformatoren und Kabel für den typischen Auslastungsfall. Dabei ist nur der direkte Weg zwischen Netzanschlusspunkt und Anschlusspunkt der Stromerzeugungsanlage im Netz von Kundinnen und Kunden zu berücksichtigen. Die Verbrauchsanlage ist nicht zu berücksichtigen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Vorschlag einer Änderung der TOR Erzeuger Typ A und Veröffentlichung derselben), Netzbetreiber (Mitwirkung bei der Erstellung der TOR Erzeuger)

Hemmnis #12: Fehlende Anwendung des Konzepts der netzwirksamen Bemessungsleistung

Kurzbeschreibung: Netzbenutzer:innen, die ihre Einspeiseleistung freiwillig und dauerhaft beschränken, werden derzeit nach ihrer installierten Leistung und nicht nach der netzwirksamen Bemessungsleistung eingeteilt. Dadurch ergeben sich strengere Anforderungen an die Erzeugungsanlagen.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Die Anforderungen an Erzeugungsanlagen steigen mit der Maximalkapazität. Diese entspricht gemäß TOR Erzeuger der Netto-Engpassleistung oder Bemessungsleistung (Nennleistung) der Stromerzeugungsanlage. Bei einer Kombination von einer oder mehreren Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik ist die Anlage immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten. Die Maximalkapazität entspricht in diesem Fall der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung, so wie sie gemäß dem vom Netzbenutzer bzw. der Netzbenutzerin vorgesehenen Betriebskonzept am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann. Diese Leistung wird als netzwirksame Bemessungsleistung bezeichnet und ist im Regelfall geringer als die Netto-Engpassleistung bzw. die Nennleistung der Anlage. Netzbetreiber teilen Erzeugungsanlagen in ihren Bewertungen derzeit nicht nach der geringeren netzwirksamen Bemessungsleistung, sondern nach der höheren Netto-Engpassleistung bzw. der Nennleistung ein. Dies hat Auswirkungen auf die folgenden Anforderungen an Erzeugungsanlagen und die daraus resultierenden Kosten:

1. Einstufung der Stromerzeugungsanlage in die Typen A, B, C oder D und die damit verbundenen technischen Anforderungen;
2. Leistungsschwellenwerte außerhalb dieser Einstufung, die zusätzlich in den TOR Erzeuger enthalten sind (z. B. zentraler Netzentkupplungsschutz ab 30 kVA, Fernsteuerbarkeit ab 1 MW);
3. Anwendung der SOGL⁴² Datenaustausch VO ab 250 kW (Lieferung von Echtzeitdaten, Fahrplänen, Nichtverfügbarkeiten);
4. ggf. Beurteilung des Netzanschlussantrags bzgl. Netzurückwirkungen (z. B. Strombelastbarkeit, Spannungsanhebung, Flicker, Oberschwingungen).

Analyse

Der Begriff der „netzwirksamen Bemessungsleistung“ wurde 2019 in die TOR Erzeuger und die TOR Begriffe eingeführt, um die vermehrt auftretenden Kombinationen von einer oder mehreren Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik hinsichtlich der Anforderungen so einzuordnen, wie sie leistungsmäßig im Netz wirksam werden⁴³. Ausgangspunkt war dabei auch die Definition der „Maximalkapazität“ in der RfG-VO, welche sich

⁴² System Operation Guideline

⁴³ Siehe Punkt 4.1 „Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage“ in den TOR Erzeuger V1.2

einerseits auf die maximale kontinuierliche Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage bezieht, andererseits aber auch auf die im Netzanschlussvertrag festgelegte und zwischen Netzbetreiber sowie Eigentümerinnen und Eigentümern vereinbarte Leistung. Die für die Typ-Einordnung nach RfG Schwellenwert-V und damit auch für viele technische Anforderungen maßgebliche Maximalkapazität sollte folglich der zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer:in vereinbarten netzwirksamen Leistung entsprechen. Bedeutend ist diese Regelung für PV-Speicherkombinationen und Stromerzeugungsanlagen zur (teilweisen) Abdeckung des Eigenverbrauchs, in welchen eine geringe oder keine Rückspeisung in das Netz auftritt.

Die österreichischen Netzbetreiber haben ein Erläuterungsdokument NC RfG/TOR Erzeuger⁴⁴ erarbeitet, welches die Anwendung der netzwirksamen Bemessungsleistung ausschließt und stattdessen die installierte Leistung der gesamten Stromerzeugungsanlage, sowohl für die Typeneinteilung nach RfG Anforderungs-V als auch für Schwellenwerte in den TOR Erzeuger und die SOGL Datenaustausch-V, vorsieht. Gemäß dem Erklärungsdokument sei es für den Netzbetrieb unerheblich, ob eine Stromerzeugungsanlage mit eigenem Zählpunkt knapp neben einem Abnahme-Zählpunkt läge oder ob es sich um eine Mischanlage mit nur einem Zählpunkt handele. Die Wirkung der zusätzlichen Einspeisung sei in jedem Fall gegeben. Hinsichtlich der Beobachtbarkeit, Planbarkeit (Engpass-/Lastflussbetrachtung) und Möglichkeiten der Einflussnahme sowie des Risikos eines Erzeugungsverlusts bei Netzstörungen (FRT-Fähigkeit) sei die installierte Leistung maßgeblich. Außerdem liege auch eine Initiative von ENTSO-E vor, eine entsprechende Klarstellung in die RfG-VO aufzunehmen.

Es sei auch erwähnt, dass aus der Perspektive des Klimaschutzes und der Energieautarkie eine Einspeisung der vollen technisch möglichen Leistung aus erneuerbaren Energieträgern sowie die maximale Ausnutzung vorhandener (Dach)Flächen für PV erforderlich wäre. In Deutschland wurde aus diesen Gründen für PV die Beschränkung der maximalen Einspeiseleistung von 70 % der Nennleistung durch das EEG 2023 abgeschafft und in manchen Förderprogrammen wird als Voraussetzung u.a. eine technisch maximal mögliche Dachbelegung gefordert. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollte der Nutzen zusätzlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern die Grenzkosten der für diese Leistung erforderlichen Ertüchtigung des Netzes übersteigen.

Es folgt hier eine exemplarische Auflistung der Aspekte, die von der Leistungsdefinition betroffen sein können:

- **Netzzurückwirkungen:** der im Netzanschlussantrag angegebene Leistungsbedarf der Anlage von Netzbenutzer:innen S_A (bzw. die maximale Einspeiseleistung $S_{r,E}$) – also die Scheinleistung, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzbenutzers bzw. der Netzbenutzerin entspricht und für die Beurteilung von Netzzurückwirkungen im Zuge der Erstellung des Anschlusskonzepts herangezogen wird (TOR Teil D2);
- **Netzzutrittsentgelt:** Anschlussleistung (oder Erhöhung der Anschlussleistung), die zur Bemessung des Netzzutrittsentgelts herangezogen wird;
- **Zentrale Schaltstelle** (Punkt 6.1.2 TOR Erzeuger Typ A): möglicher Entfall in Niederspannungsnetzen, wenn die Wechselrichter mit einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle ausgerüstet sind

⁴⁴ Siehe Österreichs Energie, [„Erläuterungsdokument NC RfG/TOR Erzeuger“](#), Stand 2022.02

und die netzwirksame Bemessungsleistung der Netzbenutzerin bzw. des Netzbenutzers am Netzanschlusspunkt 30 kVA nicht übersteigt;

- **Zentraler Netzentkupplungsschutz** (Punkt 6.3.1 TOR Erzeuger Typ A): bis zu einer netzwirksamen Bemessungsleistung von maximal 30 kVA je Netzanschlusspunkt eines Netzbenutzers oder einer Netzbenutzerin im Niederspannungsnetz können auch selbsttätig wirkende Freischaltstellen gemäß ÖVE-Richtlinie R 25 verwendet werden;
- **Fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungssteuerung** (Punkt 6.2.1 TOR Erzeuger): Typ A nur Abschaltung, Typ B (ab 250 kW Maximalkapazität) Verringerung in maximal vier Stufen, ab Maximalkapazität von 1 MW⁴⁵ und bei Typ C und D Vorgabe mit einem gängigen Kommunikationsstandard;
- **Fernwirktechnische Schnittstelle zur Blindleistungsvorgabe** (Punkt 6.2.1 TOR Erzeuger): Typ B in begründeten Fällen in maximal vier Stufen, ab Maximalkapazität von 1 MW und bei Typ C und D Vorgabe mit einem gängigen Kommunikationsstandard;
- **Schwellenwerte für die Typ-Einteilung von Stromerzeugungsanlagen** (B ab Maximalkapazität von 250 kW, C ab 35 MW und D ab 50 MW), damit verbunden erhöhte Anforderungen an
 - a. Frequenzhaltung (LFSM-U)
 - b. Robustheit und dynamische Netzstützung (FRT)⁴⁶
 - c. statische Spannungshaltung (Blindleistung)
 - d. Netzmanagement und Systemschutz (Wirkleistungsvorgabe, Simulationsparameter)
 - e. Synchronisierung und Netzwiederaufbau (Vereinbarung)
 - f. Konformitätsnachweise
- **Schwellenwerte hinsichtlich Datenaustausch gemäß SOGL Datenaustausch-VO** zur Lieferung von Echtzeitdaten, Fahrplänen und Nichtverfügbarkeitsdaten;
- **Schwellenwerte Systemschutz:** Die Typ-Einteilung hat auch Auswirkungen auf die Anwendbarkeit der Maßnahmen in den TOR Systemschutzplan.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

In der nachfolgenden Tabelle 1 sind die verschiedenen Leistungsbegriffe und deren Anwendungsbereiche nochmals genauer angeführt. Dabei wird zwischen aktueller⁴⁷ (mit „o“ gekennzeichnet) und empfohlener (mit „x“ gekennzeichnet) technisch-sachgerechter Verwendung der Leistungsbegriffe unterschieden.

		Maximalkapazität P _{max}	netzwirksame Bemessungsleistung	installierte Leistung (EPL, P _N)	max. Einspeiseleistung S _{r,E}	Anschlussleistung	Leistungsbedarf der Anlage des Netzbenutzers S _A bzw. Laständerung ΔS _A
Anschlussbeurteilung (u. a. TOR D2)	Strombelastbarkeit		x				
	Statische Spannungsanhebung		x		o		o

⁴⁵ In der Praxis wird aufgrund der in der SOGL-Datenaustausch-V geforderten Echtzeitdatenlieferung eine Online-Anbindung (gängiger Kommunikationsstandard) bereits ab einer Maximalkapazität von 250 kW gefordert.

⁴⁶ Hier ist anzumerken, dass übliche Wechselrichter sowohl alle Anforderungen der Frequenzhaltung als auch die FRT-Anforderungen unterstützen.

⁴⁷ Lt. geltenden Regeln bzw. TOR

		Maximalkapazität P _{max}	netzwirksame Bemessungsleistung	installierte Leistung (EPL, P _N)	max. Einspeiseleistung S _{r,E}	Anschlussleistung	Leistungsbedarf der Anlage des Netzbenutzers S _A bzw. Laständerung ΔS _A
	Schaltbedingte Spannungsänderung und Flicker			×	o		o
	Oberschwingungen			×	o		o
	Kommutierungseinbrüche			×	o		o
Netzentgelte (EIWOG)	Netzzutrittsentgelt		×			o	
Technisch- organisatorische Anforderungen (TOR Erzeuger)	Zentrale Schaltstelle oder Entkopplungsschutz	o	o	×			
	Fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungssteuerung	o	×				
	Fernwirktechnische Schnittstelle zur Blindleistungsvorgabe	o	×				
	Schwellenwerte für Typ-Einteilung, folgend:	o	o / ×				
	Frequenzhaltung (LFSM-U)	o		(x) ⁴⁸			
	Robustheit und dynamische Netzstützung (FRT)	o		(x) ¹⁹			
	Statische Spannungshaltung Q, P(U)	o	×				
	Netzmanagement und Systemschutz (Sim.param.)	o	×				
	Synchronisierung und Netzwiederaufbau	o	×				
	Betriebserlaubnis und Konformitätsnachweis	o	×				
Datenaustausch (SOGL DA-V)	Schwellenwerte Datenaustausch	o	×				
Systemschutz (TOR SSP)	Schwellenwerte Systemschutz	o	×				

Tabelle 1: Aktuell gültige und empfohlene Verwendung der Leistungsbegriffe

Eine Lösung kann also eine differenzierte Betrachtung der Anforderungen und der relevanten netzwerkstabilen Eigenschaften bringen, da nicht alle Anforderungen gleichermaßen system- und sicherheitsrelevant sind. So könnten sicherheitsrelevante Aspekte auf die installierte Leistung bezogen werden und Aspekte der Spannungshaltung bzw. Blindleistungsfähigkeit, der Wirkleistungssteuerung, der Fernwirktechnik und des Datenaustauschs auf die netzwerkstabile Bemessungsleistung⁴⁹.

⁴⁸ Wechselrichter sind in der Lage, LFSM- und FRT-Fähigkeiten in dem für Stromerzeugungsanlagen vom Typ B geforderten Ausmaß zu erbringen.

⁴⁹ Siehe auch Kommentar zum Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber betreffend Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs gemäß Art 40 (5) SOGL, Ingenieur- & Beratungsbüro Dipl.-Ing. Dr. Johannes Hackner für den Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, Wien, 13.05.2020

In der Konsequenz müssten auch die Leistungsbegriffe in den TOR Erzeuger angepasst werden. Dafür wäre es erforderlich, zwischen installierter Leistung⁵⁰ und netzwirksamer Bemessungsleistung⁵¹ zu differenzieren. Nachdem beide Begriffe in der Definition der Maximalkapazität gemäß RfG-VO angelegt sind⁵², besteht ein gewisser Handlungsspielraum in der Umsetzung über die TOR Begriffe.

Durch die nachfolgenden Verbesserungsvorschläge, die als Arbeitsgrundlage für die Ersteller:innen technischer Regeln gedacht sind, könnte die Maximalkapazität gemäß RfG-VO mit den bestehenden Leistungsbegriffen verbunden werden:

- Verknüpfung der Maximalkapazität mit der netzwirksamen Bemessungsleistung (wie bisher in TOR Erzeuger Punkt 4.1 und TOR Begriffe), mit einzelnen Ausnahmen (Punkt 6.1.2 „Schaltstelle“, Punkt 6.3.1 „Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz“) zur Anwendung der Engpasseleistung/Nennleistung.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Arbeitsgruppe zur Überarbeitung der Leistungsbegriffe, anschließend Änderung der TOR Erzeuger sowie TOR Teil D2 und Veröffentlichung derselben), Netzbetreiber (Mitwirkung bei der Erstellung der TOR)

- Alternativ kann eine Ergänzung im 3. Absatz in Punkt 4.1 „Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage“ in den TOR Erzeuger erfolgen, um Extremfälle größerer Stromerzeugungsanlagen mit fehlenden sicherheitsrelevanten Eigenschaften⁵³ zu vermeiden:

*„Bei einer Kombination von einer oder mehreren Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik ist diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten: Die Maximalkapazität entspricht der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung, wie sie gemäß dem vom Netzbenutzer vorgesehenen Betriebskonzept der Anlage des Netzbenutzers am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (netzwirksame Bemessungsleistung). **Netzbetreiber dürfen, bei einer installierten Netto-Engpasseleistung oder Bemessungsleistung (Nennleistung) von mehr als 10 kW⁵⁴, aus Gründen der Planbarkeit und Netzsicherheit die Festlegung einer Maximalkapazität im Ausmaß von weniger als 50 %⁵⁵ der installierten Netto-Engpasseleistung oder Bemessungsleistung (Nennleistung) verweigern.“***

⁵⁰ Als Summe der Nennleistung der Stromerzeugungseinheiten oder Engpasseleistung der Stromerzeugungsanlage

⁵¹ Die technisch/vertraglich vereinbarte maximale Einspeiseleistung

⁵² „Maximalkapazität“ oder „P_{max}“ bezeichnet die maximale kontinuierliche Wirkleistung, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des ausschließlich auf den Betrieb dieser Stromerzeugungsanlage zurückzuführenden, nicht in das Netz eingespeisten Anteils, und die im Netzanschlussvertrag festgelegt oder zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vereinbart ist.

⁵³ Es sei auch darauf hingewiesen, dass gemäß Einleitung der TOR Erzeuger technische Besonderheiten des Netzbetriebes in Einzelfällen zusätzliche Anforderungen erforderlich machen können, welche vom Netzbetreiber festzulegen und nachvollziehbar und schlüssig zu begründen sind. Darauf bezugnehmend kann ein Netzbetreiber – einzelfallbezogen – zusätzliche, nicht für einen Typ oder eine vorliegende Maximalkapazität vorgesehene Eigenschaften fordern.

⁵⁴ Damit wären kleine PV-Anlagen, die ausschließlich dem Eigenverbrauch dienen und nicht einspeisen können, wie bisher als Kleinsterzeugungsanlagen (Kapitel 2 TOR Erzeuger Typ A) einzustufen.

⁵⁵ Damit würden Extremfälle vermieden und Stromerzeugungsanlagen zur Abdeckung des Eigenverbrauchs und/oder mit Überschusseinspeisung würden immer einen gewissen Beitrag zur Netzsicherheit, Plan- und Steuerbarkeit leisten. Die im Erläuterungsdokument NC RfG / TOR Erzeuger von ÖE erwähnten Beispiele wären dadurch abgedeckt.

Bei dieser Lösung wäre für die Anschlussbeurteilung sowohl die installierte Leistung als auch die netzwirksame Bemessungsleistung (der Leistungsbedarf) für die Typ-Einteilung und die technischen Anforderungen, aber auch für die allfällig abweichende Maximalkapazität zu verwenden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Arbeitsgruppe zur Überarbeitung der Leistungsbegriffe), Netzbetreiber (Mitwirkung bei der Erstellung der TOR)

- Sollten keine der oben angeführten Verbesserungsvorschläge umgesetzt werden, so könnte alternativ eine **Anhebung des Leistungsschwellenwerts** für den Entfall der Schaltstelle in Punkt 6.1.2, für die Zulässigkeit der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle nach Punkt 6.3.1 sowie eine Korrektur der Abbildung 19 der TOR Erzeuger Typ A auf **60 kVA** erfolgen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Vorschlag einer Änderung der TOR Erzeuger und TOR Teil D2 und Veröffentlichung derselben), Netzbetreiber (Mitwirkung bei der Erstellung der TOR)

Hemmnis #13: Kumulierung der Maximalkapazitäten von Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Netzbenutzer:innen

Kurzbeschreibung: Einzelne Netzbetreiber kumulieren die Maximalkapazitäten aller Erzeugungsanlagen an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt, auch wenn diese sich im Eigentum unterschiedlicher Netzbenutzer:innen befinden, und definieren Anforderungen gemäß dieser kumulierten Maximalkapazität.

Beschreibung auf Basis von Umfragerückmeldungen

Die Maximalkapazitäten zweier oder mehrerer Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Netzbenutzer:innen mit einem gemeinsam zugeteilten Netzanschlusspunkt (z. B. auf der Mittelspannungs- oder Niederspannungssammelschiene) werden von einzelnen Netzbetreibern zusammengefasst und aufgrund ihrer Gesamtwirkung auf das Netz betrachtet. Das betrifft nicht nur die Beurteilung von Netzurückwirkungen, sondern auch die Typ-Einteilung gemäß RfG⁵⁶ Schwellwert-Verordnung und andere an Leistungsschwellenwerte gebundene Anforderungen, wie den Datenaustausch oder die Fernwirktechnik.

Wird eine neue Stromerzeugungsanlage z. B. an der Sammelschiene im Umspannwerk oder an einem Ortsnetztransformator angeschlossen, so wären die entsprechenden Anforderungen der RfG Anforderungs-Verordnung und der TOR Erzeuger aus Sicht der Netzbetreiber durch die neue Erzeugungsanlage aliquot zu erfüllen. Dies führt jedoch zu einer Benachteiligung später angeschlossener Erzeugungsanlagen und deren Eigentümerinnen und Eigentümer. Speziell für kleinere Erzeugungsanlagen können dadurch unverhältnismäßig hohe Kosten entstehen.

⁵⁶ Network Code Requirements for Generators

Analyse

Die Anforderungen aus der RfG-VO, RfG Anforderungs-V und somit auch der TOR Erzeuger sind durch eine Stromerzeugungsanlage, teilweise durch die Stromerzeugungseinheit und in einigen Fällen auch durch die Eigentümerin oder den Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung (Netzbenutzer:in) zu erfüllen. Letztere sind über Punkt 2.5 der TOR Begriffe personenident mit dem Netzbenutzer oder der Netzbenutzerin⁵⁷. Die Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung bezeichnet nach Art 2 Z6 RfG-VO „eine Einrichtung, die Primärenergie in elektrische Energie umwandelt und eine oder mehrere, an einem oder mehreren Netzanschlusspunkten mit einem Netz verbundene Stromerzeugungsanlagen umfasst“ und wird gemäß TOR Begriffe der „Anlage des Netzbenutzers“ zugeordnet. Doch sie ist immer einer Eigentümerin oder einem Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung zugeordnet. Dies ist „eine natürliche oder juristische Person, in deren Eigentum eine Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung steht“. Alle Legaldefinitionen, Begriffsbestimmungen, Anmerkungen und Querverweise (Art 2 Z6 und Z7 RfG-VO, Punkt 2.2, Punkt 2.5, Anhang A1 und Anhang A2 der TOR Begriffe) deuten also darauf hin, dass die Anforderungen von der Stromerzeugungsanlage bzw. deren Eigentümerinnen und Eigentümern⁵⁸ zu erbringen sind. Hilfreich für die Interpretation in diesem Zusammenhang ist auch der Erwägungsgrund (9) der RfG-VO:

„Die Bedeutung von Stromerzeugungsanlagen sollte nach ihrer Größe und ihren Auswirkungen auf das Gesamtsystem bewertet werden. Synchronmaschinen sollten nach der Größe der Maschine klassifiziert werden und alle Bestandteile einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung umfassen, die im Normalbetrieb untrennbar zusammenarbeiten, wie etwa separate Generatoren, die von separaten Gas- und Dampfturbinen derselben Gas- und Dampfanlage angetrieben werden. Bei Kraftwerken, die mehrere solcher Gas- und Dampfanlagen umfassen, sollte jede Anlage nach ihrer Größe und nicht nach der Gesamtkapazität des Kraftwerks beurteilt werden. Nicht synchron angeschlossene Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam eine Wirtschaftseinheit bilden und über einen einzigen Netzanschlusspunkt verfügen, sollten nach ihrer aggregierten Nennleistung bewertet werden.“

Auch in den Leitfäden für PV-Projekte der Bundesländer⁵⁹ finden sich entsprechende Aussagen:

„Werden mehrere rechtlich eigenständige PV-Anlagen nebeneinander geplant und errichtet, so sind diese baulich und elektrotechnisch komplett voneinander zu trennen. Jede dieser Anlagen ist in einem eigenen Bereich zu errichten, es sind eigene Kabelführungen, eigene Wechselrichter, bei Freiflächenanlagen eigene Umzäunung mit Zugang usw. auszuführen. Es ist für jede Anlage ein eigener Anschluss an das Verteilernetz⁶⁰ erforderlich.“

Es lassen sich also drei Kriterien für die gemeinsame Bewertung von Stromerzeugungsanlagen ableiten:

1. der Anschluss an einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt;

⁵⁷ „Der Netzbenutzer übernimmt u. a. die Verpflichtungen des Eigentümers einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung aus [E7] und den daraus abgeleiteten Rechtsakten.“

⁵⁸ Entspricht dem Netzbenutzer bzw der Netzbenutzerin

⁵⁹ Z. B. „NÖ Photovoltaik-Leitfaden – Die wichtigsten Bewilligungs-/Genehmigungs- und Anzeigeverfahren auf einem Blick“, Amt der NÖ Landesregierung, Abt. Umwelt- und Energierecht (RU4), Stand: März 2019

⁶⁰ Ein eigener Anschluss kann auch bei identen Netzanschlusspunkten auf einer gemeinsamen Sammelschiene vorhanden sein.

2. das Vorhandensein aller gemeinsamen Bestandteile einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, die im Normalbetrieb untrennbar zusammenarbeiten;
3. die Bildung einer gemeinsamen Wirtschaftseinheit.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Um ein Unterlaufen der Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen durch künstliche Auftrennung der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung in Stromerzeugungsanlagen mehrerer Eigentümerinnen und Eigentümer zu verhindern, gleichzeitig aber auch keine Vermengung der Verhältnisse wirklich unabhängiger Eigentümerinnen und Eigentümer bzw. eine Benachteiligung späterer gebauter Projekte zu verursachen, sollte nach dem 2. Absatz des Punktes 4.1 „Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage“ der TOR Erzeuger folgender Absatz eingefügt werden:

- **„Stromerzeugungsanlagen mehrerer Netzbenutzer sind nach ihrer aggregierten Maximalkapazität zu bewerten und einzuordnen, wenn sie (kumulativ) einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt aufweisen, gemeinsam alle im Normalbetrieb untrennbar zusammenarbeitenden Bestandteile einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung aufweisen und eine gemeinsame Wirtschaftseinheit bilden (denselben wirtschaftlichen Eigentümer haben).“**

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Vorschlag einer Änderung der TOR Erzeuger und Veröffentlichung derselben), Netzbetreiber (Mitwirkung bei der Erstellung der TOR Erzeuger)

Hemmnis #14: Notwendige Ertüchtigungen in bestehenden elektrischen Anlagen

Kurzbeschreibung: *Ausführenden Unternehmen ist zum Teil unklar, welche Auswirkung die Neuinstallation einer PV-Anlage auf die bestehende elektrische Anlage und den Zählerverteilschrank hat bzw. welche Anlagenteile auf den neuesten Stand der Technik gebracht werden müssen.*

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Die Neuerrichtung oder der Umbau einer PV-Anlage stellt nach dem Elektrotechnikgesetz (ETG) eine wesentliche Änderung der bestehenden elektrischen Anlage dar. Um die Sicherheit der Anlage zu gewährleisten, sind bestimmte Teile im Zuge der Änderung auf den neuesten Stand der Technik zu bringen. Wer die Änderung verursacht ist für die Veranlassung verantwortlich und hat auch die Kosten dafür zu tragen. Gemäß den Umfragerückmeldungen ist den Errichter:innen zum Teil unklar, dass die Installation einer PV-Anlage eine wesentliche Änderung der bestehenden elektrischen Anlage darstellt bzw. welche zusätzlichen Anpassungsarbeiten dadurch erforderlich sind (Zählerverteilschrank, Blitzschutz). Das führt oft zu ungeplanten Kosten.

Analyse

Eine wesentliche Erweiterung einer elektrischen Anlage liegt vor, wenn die elektrische Anlage örtlich in Bereiche erweitert wird, in denen bisher keine elektrische Anlage bestanden hat und/oder die Leistung, die der Zuleitung maximal entnommen werden soll, sich so sehr erhöht, dass eine Verstärkung der Zuleitung notwendig ist (§ 1 Abs 4 ETG). Der alleinige Einbau eines intelligenten Messgerätes

ist weder eine wesentliche Erweiterung der elektrischen Anlage noch eine wesentliche Änderung eines elektrischen Betriebsmittels gemäß § 1 Abs 5 ETG.

„Wer wesentliche Änderungen oder Erweiterungen an bestehenden elektrischen Anlagen oder elektrischen Betriebsmitteln ausführt, hat dabei jene verbindlichen elektrotechnischen Normen und verbindlichen elektrotechnischen Referenzdokumente⁶¹, welche im Zeitpunkt des Ausführungsbeginnes solcher Arbeiten in Kraft stehen⁶², einzuhalten. Hierbei sind auch bestehende Anlagenteile mit unmittelbarem funktionellem Zusammenhang insoweit an diese Bestimmungen anzupassen, als dies für die einwandfreie Funktion der elektrischen Schutzmaßnahmen erforderlich ist“ (§6 Abs 1 ETG).

Damit wird das Ziel verfolgt, ältere Elektroinstallationen nach und nach an aktuelle Sicherheitsanforderungen anzupassen. Zugleich gilt aber ein gewisser Bestandsschutz.

Obige Ausführungen erklären auch, warum der alleinige Einbau eines Smart Meters keine Prüfung der bestehenden elektrischen Anlage auslöst, der Einbau eines Smart Meters im Zuge der Inbetriebnahme einer PV-Anlage jedoch schon. Ursächlich ist jedoch nicht der Einbau des neuen Zählers an sich, sondern die wesentliche Erweiterung der elektrischen Anlage, die auch ohne Zählertausch zu einer sicherheitstechnischen Anpassung der bestehenden Anlage führen kann. Dies wäre im Zuge der Erstprüfung nach Teil 6 der OVE 8101 von einer Elektrofachkraft zu prüfen und zu bestätigen.

Zu den erwähnten verbindlichen⁶³ elektrotechnischen Referenzdokumenten gehören normähnliche Dokumente, die elektrotechnische Regelungen enthalten und von Stellen, die über eine elektrotechnische Fachkompetenz verfügen, herausgegeben werden. In diesem Sinne sind auch OVE-Richtlinien⁶⁴ solche elektrotechnischen Referenzdokumente.⁶⁵

Für bestehende elektrische Anlagen und elektrische Betriebsmittel gelten unabhängig vom jeweiligen Errichtungszeitpunkt die allgemeinen Anforderungen des § 3 Abs 1 ETG. Gemäß diesem sind die Sicherheit von Personen und Sachen, die eigene Betriebssicherheit sowie der sichere und ungestörte Betrieb anderer elektrischer Anlagen zu gewährleisten. Diese Sicherheitsmaßnahmen können in der Regel durch den Basisschutz⁶⁶ und mindestens einen wirksamen Fehlerschutz erreicht werden⁶⁷. Erst wenn die Sicherheitsmaßnahmen entsprechend ETG nachgewiesen und sichergestellt sind, können die zum Zeitpunkt der Errichtung geltenden Bestimmungen für eine weitere Beurteilung herangezogen

⁶¹ § 1 Abs 2b Z 20 ETG: „eine aus Wissenschaft und Erfahrung abgeleitete, von Stellen, die über elektrotechnische Fachkompetenz verfügen, herausgegebene technische Regelung, die sich auf Errichtung, Betrieb, Instandhaltung, Prüfung und Wartung, oder auf ein Verfahren betreffend elektrische Anlagen bezieht, mit Ausnahme elektrotechnischer Normen.“

⁶² Gemäß § 5 Abs 1 iVm § 6 Abs 2 ETG gilt ein Übergangszeitraum von fünf Jahren.

⁶³ „Verbindlich“ sind auch vertraglich vereinbarte Regeln oder Richtlinien.

⁶⁴ Z. B. OVE-Richtlinie R 6 „Blitz- und Überspannungsschutz“ Teil 2 und 3, aber auch die in Kooperation mit dem OVE herausgegebenen TAEV bzw. die Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber

⁶⁵ Erläuterungen zur Novelle des Elektrotechnikgesetzes 1992 BGBl Nr. 27/2017, 1326 d.B.

⁶⁶ Basisisolierung im gesamten Verlauf unter Spannung stehender Teile oder gegen direktes Berühren geschützt

⁶⁷ Siehe Christian Bräuer, Landesinnungsmeister Wien und Bundesinnungsmeister-Stv. der Elektrotechniker, „Bestandsschutz oder doch ein Recht auf Sicherheit“

werden. Sind Letztere eingehalten, braucht der Anlagenbetreiber oder die Anlagenbetreiberin verwaltungsrechtlich keine weiteren Schritte zu setzen⁶⁸.

Alle neuen Teile der elektrischen Anlage müssen also in vollem Umfang die geltenden bzw. vereinbarten Normen und Richtlinien sowie die TAEV und Ausführungsbestimmungen erfüllen. Weitere bestehende Anlagenteile sind anzupassen, wenn sie in unmittelbarem funktionellen Zusammenhang mit der Änderung oder Erweiterung der elektrischen Anlage stehen und dies für die einwandfreie Funktion der elektrischen Schutzmaßnahmen erforderlich ist. Hier kann auch auf § 3 Abs 1 ETG abgestellt werden, der sich mit der Gewährleistung der Sicherheit von Personen und Sachen, der eigenen Betriebssicherheit und dem sicheren und ungestörten Betrieb anderer elektrischer Anlagen auseinandersetzt. Es existiert grundsätzlich Raum für eine individuelle, projektspezifische Beurteilung der Grenzen dieser Ertüchtigungsverpflichtungen. Diese kann durch die ausführende Elektrikerin oder den ausführenden Elektriker, durch den Netzbetreiber oder im Rahmen von Gerichtsverfahren erfolgen. Einzelne Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber legen die Grenzen der Ertüchtigungsverpflichtung genauer aus. So müssen beispielsweise die in Abbildung 3 dargestellten Anlagenteile bei Montage eines neuen Zählers in Wien, nach den zum Zeitpunkt der Errichtung anzuwendenden Bestimmungen und anerkannten Regeln der Technik, ausgeführt sein⁶⁹:

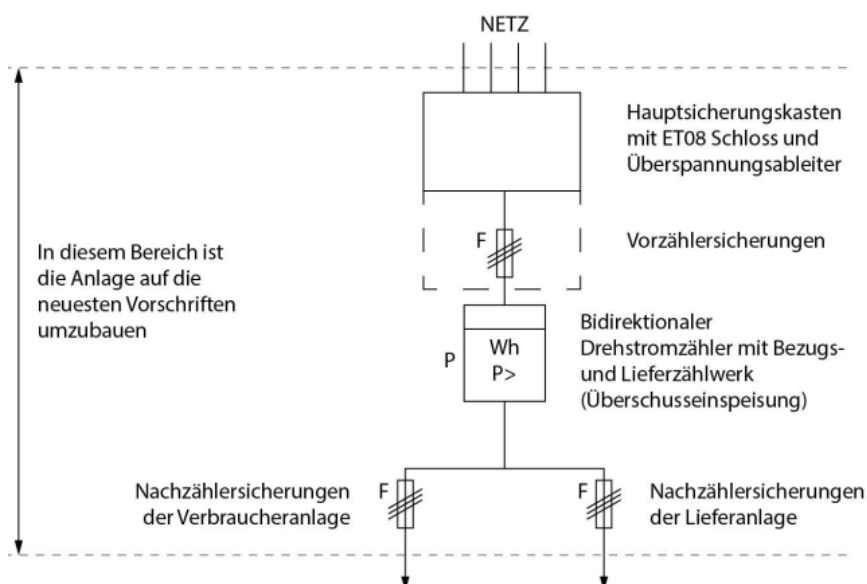


Abbildung 3: Anlagenumbau bei Montage eines neuen Zählers im Niederspannungsverteilstromnetz der Wiener Netze⁷⁰

⁶⁸ Die Verkehrssicherungspflichten von Betreibern und Betreiberinnen von elektrischen Anlagen stellen zusätzliche Anforderungen an elektrische Anlagen, insbesondere nach Ablauf der Lebensdauer. Der Verkehrssicherungspflichtige muss zumutbare, schadensverhindernde Maßnahmen schon unabhängig vom Vorhandensein einer behördlichen Bewilligung setzen (OGH 17.01.2001, 6 Ob 314/00w). Das alleinige Beachten der Anforderungen aus dem ETG schützt nicht vor straf- und zivilrechtlichen Konsequenzen (Fahrlässigkeit).

⁶⁹ Z. B. Punkt 3.3 der „Technischen Ausführungsbestimmungen für den Netzanschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz der Wiener Netze GmbH“, Ausgabe Jänner 2020

⁷⁰ Siehe Punkt 3.3 der „Technischen Ausführungsbestimmungen für den Netzanschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz der Wiener Netze GmbH“, Ausgabe Jänner 2020

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

- Behandlung und Abgrenzung der Ertüchtigungsverpflichtung bestehender elektrischer Anlagenteile in funktionellem Zusammenhang mit einer Erweiterung der elektrischen Anlage in einer Arbeitsgruppe der Netzbetreiber unter Einbindung betroffener Stakeholder (OVE, Innung Elektrotechnik, Branchenvertretung der Erzeuger:innen erneuerbarer Energie), mit dem Ziel, diese netzbetreiberübergreifend in die TAEV aufzunehmen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): Netzbetreiber/ÖE (Arbeitsgruppe TAEV)

- Die Grenzen der oben angeführten Ertüchtigungsverpflichtung können auch über eine OVE-Fachinformation⁷¹ erläutert bzw. interpretiert werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): OVE AK Niederspannung (Erstellung einer Fachinformation)

- Um eine Diskussion bzw. Informationen bzgl. der Ertüchtigung in bestehenden elektrischen Anlagen zu ermöglichen, kann dieses Thema in Workshops für PV-Planer:innen sowie Elektropraktiker:innen aufgenommen werden. Zudem könnte ein eigener Workshop organisiert werden, in welchem von Netzbetreibern und Sachverständigen der Elektrotechnik (eventuell OVE, KfE, Innung Elektrotechnik) zum Thema vortragen und diskutieren.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): PV Austria (Organisation Workshop)

Hemmnis #15: Unterschiedliche Vorgaben zum Zählerverteilschrank

Kurzbeschreibung: Die Detailvorgaben zur technischen Umsetzung des Zählerverteilschranks können sich je nach Netzgebiet unterscheiden.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Eine PV-Installation stellt eine wesentliche Änderung der elektrischen Anlagen dar. Die Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber beinhalten zum Teil unterschiedliche Vorgaben zu notwendigen Ertüchtigungen des Zählerverteilschranks in Folge einer solchen wesentlichen Änderung. Diese unterschiedlichen Vorgaben umfassen vor allem die folgenden Bereiche:

- die Stärke der Zuleitung;
- den Einbau neuer Rückwände oder Abdeckungen;
- den Einbau spezieller Zählerklemmleisten und ET08-Schlösser;
- den Einsatz neuer Vorzählersicherungen;
- zum Teil den Tausch des gesamten Zählerschranks.

⁷¹ Mit den OVE-Fachinformationen unterstützt der OVE bei der praxisgerechten Umsetzung von Normen.

Analyse

Die TAEV und Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber enthalten Bestimmungen zur technischen Gestaltung des Anschluss- und Zählerbereichs. Damit soll ein einheitlicher Aufbau im plombierbaren Teil der Anlagen von Kundinnen und Kunden sichergestellt werden sowie eine Begrenzung der Fehlerwirkungen einer solchen Anlage.

Anforderungen an Zählerverteilschränke sind in Punkt 3.4 des Teils II „Installationen“ der TAEV enthalten⁷². Eine Standardisierung der oben beschriebenen Bereiche erfolgt teilweise bereits in den TAEV bzw. den dort genannten Normen. In manchen Ausführungsbestimmungen⁷³ findet sich auch der Verweis auf OVE-Richtlinie R 21 „Zähleranschlussklemmen“.

Die TAEV und Ausführungsbestimmungen werden als „geltende technische Regeln“ über die AB VNB zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer:in vereinbart.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Eine Behebung des Hemmnisses kann in erster Linie durch eine Überprüfung bzw. weitere Standardisierung der Ausführungsbestimmungen erfolgen.

- Eine Arbeitsgruppe der Netzbetreiber könnte die weitere Standardisierung der Bestimmungen zu Zählerverteilschränken, etwa zu Zählerklemmleisten, Zählerplatten, Mindestquerschnitten, Abschließung etc. behandeln, mit dem Ziel, vermehrt netzbetreiberübergreifende Anforderungen in Punkt 3.4 der TAEV aufzunehmen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): Netzbetreiber bzw. ÖE (Arbeitsgruppe zur weiteren Standardisierung)

Hemmnis #16: Unterschiedliche Umsetzung von virtuellen Zählpunkten

Kurzbeschreibung: Für Erzeugungsanlagen kann die Errichtung eines virtuellen Zählpunkts erforderlich sein. Diese werden jedoch nicht in allen Netzgebieten akzeptiert. Zudem bestehen Hürden in der praktischen Umsetzung.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Mischanlagen sind Stromerzeugungsanlagen, deren Stromerzeugungseinheiten auf Basis verschiedener Energieträger Strom erzeugen. Beispielsweise kann dies die Kombination einer Photovoltaikanlage mit einem bereits bestehenden Wind-, Wasser- oder Biomassekraftwerk am gleichen Standort sein. Für die Energieabrechnung und Förderung nach dem Ökostromgesetz kann es notwendig sein, den erzeugten Strom aus den unterschiedlichen Erzeugungseinheiten zu unterscheiden. Hierfür stellen „virtuelle Zählpunkte“ (vZP) ein probates Mittel dar. Dabei werden zusätzlich zum bereits existierenden physischen Zählpunkt ein oder mehrere zusätzliche Zähler

⁷² Ähnlich wie auch in Anhang C der deutschen VDE-AR-N 4105 bzw. Punkt 7.2 „Ausführung der Zählerplätze“ der VDE-AR-N 4100

⁷³ Z. B. „Ausführungsbestimmungen zu den TAEV für das öffentliche Versorgungsnetz der Vorarlberger Netzbetreiber“, Ausgabe 2021, Stand 12.11.2021, herausgegeben von den Vorarlberger Netzbetreibern

installiert, welche die eingespeisten Energiemengen, z. B. mittels Differenzbildung, den verschiedenen Erzeugungsanlagen virtuell zuordnen. So kann eine getrennte Abrechnung der erzeugten Mengen je Erzeugungseinheit erfolgen, ohne dass ein redundanter und kostenaufwändiger Netzanschluss errichtet werden muss.

Virtuelle Zählpunkte werden nicht von allen Netzbetreibern akzeptiert. Gemäß den Umfragerückmeldungen werden folgende Gründe hier angeführt:

- hinterschaltete Messeinrichtungen für die Differenzbildung sind nicht marktregelkonform;
- virtuelle Zählpunkte führen zu einer höheren Komplexität in der Abrechnung;
- es hat sich noch kein standardisiertes Abrechnungsmodell für virtuelle Zählpunkte etabliert.

Darüber hinaus sind die Vorgaben für virtuelle Zählpunkte oft sehr unterschiedlich. Im Gegensatz zur gängigen Abwicklung führen Netzbetreiber die Messung nicht selbst durch. Wenn Anlagenerrichter:innen oder -betreiber:innen externe Firmen für die Messung beauftragen, müssen sie die entstehenden Kosten selbst tragen. Dies führt in Summe dazu, dass weniger PV-Anlagen an bereits bestehenden Kraftwerksstandorten errichtet werden und mögliche Synergieeffekte durch eine bessere Ausnutzung der bestehenden Netz- und Anschlusskapazitäten ungenutzt bleiben.

Analyse

Um die fehlerfreie Übertragung der Zählerdaten zwischen Netzbetreiber und Marktteilnehmenden zu gewährleisten, bedarf es einer eindeutigen und genormten Zählpunktbezeichnung. Diese ändert sich auch bei einem Zählertausch mit neuer Zählernummer nicht.

In Punkt 1.1 der Sonstigen Marktregeln Strom (SoMa) „Zählwerte und standardisierte Lastprofile“ wurden virtuelle Zählpunkte eingeführt. Physischen Zähleinrichtungen von Erzeugungsanlagen können demnach bei Bedarf⁷⁴ mehrere virtuelle Zählpunkte zugeordnet werden, wobei die Errichtung, der Betrieb und die Wartung dieser Messeinrichtungen⁷⁵ im Verantwortungsbereich der Netzbenutzer:innen liegen und zu seinen Lasten erfolgen. Die Anwendung virtueller Zählpunkte bedarf einer gesonderten Vereinbarung und stellt eine Ausnahme dar, weil die Einspeisung grundsätzlich nur einem Zählpunkt zugeordnet wird. Ein Rechtsanspruch der Netzbenutzer:innen auf einen virtuellen Zählpunkt kann daraus nicht gesichert abgeleitet werden, wiewohl es hierfür Argumente gäbe⁷⁶.

Gemäß Punkt 4.1 „Eindeutige Zählpunktbezeichnung, Identifikation der Messstellen“ der TOR Teil F „Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung“ wird jedem Zähleratz⁷⁷ ein Zählpunkt zugeordnet. Sind getrennte Zähleinrichtungen für Lieferung und Bezug vorhanden, wird ebenfalls nur ein Zählpunkt vergeben. In einer Anmerkung als auch in Punkt 5 und 6 des Anhangs F wird auf

⁷⁴ Als ein exemplarisches Beispiel für einen solchen Bedarf wird die Zuordnung der Energiemenge auf verschiedene Bilanzgruppen genannt. Ein Bedarf könnte sich aber auch daraus ergeben, dass ein separater Netzanschluss für die zusätzliche Anlage zu unzumutbaren Kosten und/oder zu für Projektwerbende nicht kalkulierbaren Einspeisebeschränkungen führen würde.

⁷⁵ Die Messeinrichtungen müssen dem Maß- und Eichgesetz 1950 idgF entsprechen.

⁷⁶ Siehe Memo „Virtuelle Zählpunkte für Kombinationen unterschiedlicher Erzeugungstechnologien“, RA Dr. Reinhard Schanda, Wien am 25.03.2020

⁷⁷ Z. B. gemeinsames Zählergerät für alle vier Energiequadranten oder bis zu vier einzelne Zählergeräte

den oben genannten Punkt 1.1 der SoMa „Zählwerte und standardisierte Lastprofile“ verwiesen, da in diesem Fall der Anlage zwei virtuelle Zählpunkte zugeordnet werden können.

Punkt 5.7 der TOR Teil F enthält ein Verbot von hinterschalteten Messeinrichtungen für Verrechnungszwecke bei Neuanlagen⁷⁸. Dies könnte für Netzbetreiber mit ein Grund sein, das Konzept der virtuellen Zählpunkte nur auf die Messung unterschiedlicher Energiequadranten eines Zählsatzes oder auf die Ermittlung eines Aufteilungsschlüssels für Energiemengen am physischen Zählpunkt zu beschränken.

Auch die AB ÖKO schränken in Punkt V. 1.2 b) die Anwendungsfälle von vZP ein, indem diese nur bei Volleinspeisung akzeptiert werden. Erfolgt die Datenerfassung und -abwicklung nicht durch den Netzbetreiber, so haben diese durch ein unabhängiges, zertifiziertes Dienstleistungsunternehmen zu erfolgen.

In der Praxis sind folgende Anwendungsfälle für vZP möglich:

- a) Bau von Windkraftanlagen durch unterschiedliche Netzbenutzer:innen mit einer gemeinsamen Anschlussanlage und Netzanschlusspunkt in räumlicher Entfernung (Grund: Realteilungen von Windparks);
- b) späterer Zubau von Windkraftanlagen in einem bestehenden Windpark oder Auslaufen der Tariflaufzeit bei einer oder mehreren Anlagen mit einer gemeinsamen Netzanschlussanlage von Kundinnen und Kunden und Netzanschlusspunkt in räumlicher Entfernung (Grund: Zuordnung zu unterschiedlichen Bilanzgruppen);
- c) Zubau einer PV-Anlage in einem Windpark eines Netzbenutzers oder einer Netzbenutzerin mit Netzanschlusspunkt in räumlicher Entfernung (Grund: Zuordnung zu unterschiedlichen Bilanzgruppen bzw. Energieträgern für Herkunftsnachweise);
- d) Zubau einer PV-Anlage auf dem Betriebsgebäude eines Kraftwerks auf Basis eines anderen Energieträgers, auch mit Netzanschlusspunkt in räumlicher Entfernung (Grund: Zuordnung zu unterschiedlichen Bilanzgruppen bzw. Energieträgern für Herkunftsnachweise);
- e) Zubau einer zweiten Stromerzeugungseinheit mit unterschiedlichem Energieträger bei Überschusseinspeisung (Grund: Zuordnung zu unterschiedlichen Bilanzgruppen bzw. Energieträgern für Herkunftsnachweise);
- f) Entnahme und Einspeisung sollen über getrennte Bilanzgruppen erfolgen.

Die Gründe für die Ablehnung von vZP durch die Netzbetreiber sind in bestimmten Fällen durchaus nachvollziehbar. So können etwa nachgeschaltete Anlagen nicht direkt vom Netz getrennt werden oder nur gemeinsam mit der vorgeschalteten Anlage. Bei Hinterschaltung zu Verrechnungszwecken kann es zu einer Fortpflanzung der Messfehler kommen und auch Netzverluste in der Anschlussanlage von Kundinnen und Kunden können nicht aliquot aufgeteilt werden. Es gibt allerdings auch Fälle, die einen Einsatz von vZP erfordern. Dies sind zum Beispiel die Realteilung von Anlagen bei kostenintensiver Anschlussanlage, ein Vertragsabschluss mit unterschiedlichen Bilanzgruppen, das Auslaufen

⁷⁸ Hinterschaltungen wurden in der Vergangenheit vor allem bei Mittelspannungsanschlüssen angewandt, bei denen nachträglich eine zusätzliche (auch fremde) Anlage entstanden ist (z. B. Industrieanlage mit Mobilfunksender). Durch eine Hinterschaltung konnte die Errichtung eines zusätzlichen Niederspannungsanschlusses vermieden werden. Ein Nachteil dieser Lösung ist, dass im Falle einer Abschaltung der vorgelagerten Zählung die Energieversorgung für die nachgeschaltete Zählung nicht mehr gegeben oder die Zuordnung der Netzverluste in der Anschlussanlage von Kundinnen und Kunden nicht eindeutig möglich ist.

der Tarifförderung oder auch eine Hinterschaltung als Alternative zu einer kostenintensiven Installation von Zählern in jeder Stromerzeugungseinheit.

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Bestimmungen zu virtuellen Zählpunkten sind in den SoMa „Zählwerte und standardisierte Lastprofile“ enthalten und könnten dort geändert werden. Hierfür wären folgende Anpassungen erforderlich:

- Änderung des Punktes 1.1 der SoMa „Zählwerte und standardisierte Lastprofile“:

„Netzbenutzer haben bei physischen Zähleinrichtungen von Stromerzeugungsanlagen, die gemäß TOR Teil F, Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung, Anlage 4, Übersicht zur Zählpunktbildung nur einen Zählpunkt bilden, in folgenden Fällen Anspruch auf die Anwendung virtueller Zählpunkte:⁷⁹ können bei Bedarf mehrere virtuelle Zählpunkte zugeordnet werden.

- **erforderliche Zuordnung der Stromerzeugung zu mehreren Bilanzgruppen (z. B. durch Wegfall der Tarifförderung bei Teilen der Stromerzeugungsanlage oder späteren Zubau von Stromerzeugungseinheiten mit unterschiedlichen Fördertarifen); oder**
- **erforderliche Aufteilung der Stromerzeugung auf unterschiedliche Primärenergieträger (z. B. zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen); oder**
- **Bau von Stromerzeugungseinheiten durch unterschiedliche Netzbenutzer mit einer gemeinsamen Anschlussanlage; oder**
- **erforderliche Zuordnung von Entnahme und Einspeisung zu unterschiedlichen Bilanzgruppen.⁸⁰**

Bei Hinterschaltungen⁸¹ gilt zusätzlich:

- **alle (virtuellen) Zählpunkte sind einem einzigen Netzbenutzer zugeordnet; und**
- **die Netzverluste in der (kundenseitigen) Anschlussanlage verursachen keine wesentliche Verzerrung der Energieaufteilung auf die virtuellen Zählpunkte bzw. können rechnerisch ausreichend genau korrigiert werden.**

Die Aufteilung der elektrischen Energie auf die virtuellen Zählpunkte hat prioritär auf Basis von gemessenen Viertelstundenwerten zu erfolgen. Die Errichtung, der Betrieb und die Wartung dieser Messeinrichtungen liegen im Verantwortungsbereich des Netzbenutzers und erfolgen zu seinen Lasten.“ Die Anwendung virtueller Zählpunkte bedarf einer gesonderten Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer. Die Aufteilung der eingespeisten Energie aus den o. a. Erzeugungsanlagen auf virtuelle Zählpunkte stellt nur eine Ausnahme dar. Grundsätzlich ist die Einspeisung nur einem Zählpunkt zugeordnet

⁷⁹ Nachdem hier eine Verpflichtung des Netzbetreibers zur Akzeptanz von vZP vorgeschlagen wird, soll auch eine Eingrenzung in Form einer taxativen Aufzählung erfolgen.

⁸⁰ Darunter fällt auch die Anwendung von Direktleitungen, siehe Lösungsvorschlag zu „Hemmnis #23: Überschusseinspeisung von Stromlieferanten mittels Direktleitung“.

⁸¹ Darunter ist die Summen- oder Differenzbildung von Messwerten zu verstehen.

Der Anspruch auf virtuelle Zählpunkte könnte auch noch an weitere Bedingungen geknüpft sein. So könnte etwa festgelegt werden, dass ein Anspruch nur dann besteht, wenn

- die Kosten für den Bau und Betrieb getrennter Anschlussanlagen (von Kundinnen und Kunden) mit eigenem physischen Zählpunkt, die Kosten für die Installation und den Betrieb der zusätzlichen Zähler für die virtuellen Zählpunkte übersteigen⁸² oder
- eigene physische Zählpunkte bei beschränkter Aufnahmekapazität des Netzes für Netzbenutzer:innen zu nicht kalkulierbaren Einspeisebeschränkungen führen⁸³.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Vorschlag einer Änderung der SoMa „Zählwerte und standardisierte Lastprofile“, Konsultation mit Marktteilnehmern und Veröffentlichung derselben) Einfügung in Punkt 5.7 „Hinterschaltungen“ der TOR Teil F:

„Hinterschaltete Messeinrichtungen für Verrechnungszwecke sind, bis auf die Ausnahmen gemäß Punkt 1.1 der Sonstigen Marktregeln ‚Zählwerte und standardisierte Lastprofile‘, bei Neuanlagen unzulässig.“

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Vorschlag einer Änderung der TOR Teil F und Veröffentlichung derselben), Netzbetreiber (Mitwirkung bei der Erstellung der TOR Erzeuger)

- Alternativ können virtuelle Zählpunkte über o.a. inhaltliche Festlegungen auch in das EIWOG aufgenommen werden, z.B. im 4. Teil unter „Allgemeine Rechte und Pflichten der Netzbetreiber“. Auf diese Weise kann ein Rechtsanspruch auf virtuelle Zählpunkte gesetzlich abgesichert werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): BMK (Ministerialvorlage EIWOG)

2.3 Netzkapazitäten und Netzausbau

Diese Kategorie behandelt Probleme bei bestehenden Netzkapazitäten und im Netzausbau. Die Hemmnisse betreffen Anlagen aller Leistungsklassen von kleiner 10 kWp bis über 500 kWp. Relevante Themenbereiche sind die Verfügbarkeit von Netzkapazitäten, deren Berechnung und transparente Ausweisung sowie die Zurückhaltung von Netzkapazitäten.

⁸² Es wäre möglich, dass die Kosten eines vZP jene einer eigenen Anschlussanlage samt ZP übersteigen. Dies wäre z. B. dann der Fall, wenn in einem größeren Windpark eine PV-Anlage angeschlossen werden soll, wofür alle WEA mit Zählern und Messwandlern ausgestattet und als vZP betrieben werden müssten, wohingegen eine Mittelspannungsleitung in der Nähe die PV-Leistung aufnehmen könnte.

⁸³ Angenommen, auf einen neuen Netzanschluss würden Netzbenutzer:innen mangels Netzkapazitäten länger warten müssen oder er wäre nur mit (zeitweilig) geringerer Leistung möglich, so könnten Netzbenutzer:innen den bestehenden Netzanschluss über einen vZP nutzen, wenn er über die Anlagensteuerung die gesamte Einspeiseleistung entsprechend begrenzt wäre– was ja nur zu einer besseren Ausnutzung des bestehenden Netzanschlusses führen würde.

Hemmnis #17: Fehlende Netzkapazitäten

Kurzbeschreibung: Der Ausbau der Verteilernetze hält mit der Nachfrage nach Netzkapazitäten nicht Schritt und verursacht erhebliche Verzögerungen beim Ausbau von Stromerzeugungsanlagen.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist derzeit nicht ausreichend, um den Zubau erneuerbarer Energien bewältigen zu können. Mit Blick auf den forcierten Zubau erneuerbarer Energien zur Erreichung der Klimaziele ist davon auszugehen, dass sich die Situation in den nächsten Jahren noch weiter verschärfen wird.

Basierend auf den Umfragerückmeldungen ergeben sich daraus aktuell folgende Auswirkungen:

- PV-Anlagen, auch mit einer Engpassleistung kleiner 10 kWp, wird der Netzzutritt in ganz Österreich zunehmend nicht oder nicht für die beantragte Leistung gewährt oder ein technisch alternativer geeigneter (teurerer) technischer Anschlusspunkt vorgeschlagen;
- PV-Anlagen mit einer Engpassleistung größer 30 kWp müssen in manchen Netzgebieten verpflichtend an Ortsnetztransformatoren (Netzebene 6) angeschlossen werden. Die dadurch erforderlichen Leitungswege erhöhen die Projektkosten signifikant.

Fehlende Netzkapazitäten und lange Bearbeitungszeiten von Netzanschlussanträgen führen zu erheblichen Verzögerungen in der Anlagenerrichtung und verringern die Planbarkeit für ausführende Unternehmen. Ohne entsprechende Gegenmaßnahmen besteht eine reale Gefahr, dass diese Unternehmen den Markt wieder verlassen. Die weitere Entwicklung der Branche ist daher eng mit dem Netzausbau verbunden.

Analyse

§ 15 bzw. § 45 Abs 3 EIWOG enthalten die Grundsatzbestimmungen, wonach Netzbetreiber Netzzugangsberechtigten den Netzzugang zu den genehmigten Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten zu gewähren haben. Gemäß § 21 EIWOG kann Netzzugangsberechtigten der Netzzugang aufgrund außergewöhnlicher Netzzustände (Störfälle) oder mangelnder Netzkapazitäten verweigert werden. Der Netzbetreiber hat das Vorliegen der Verweigerungsgründe nachzuweisen. In § 32 Abs 3 NÖ EIWG etwa findet sich eine ergänzende Bestimmung, wonach die Netzbetreiber verpflichtet sind, konkrete Ausbaumaßnahmen bekannt zu geben, um den Netzzugang doch durchführen zu können.

Für Erzeuger:innen (und Endverbraucher:innen) am Verteilernetz gilt gemäß § 46 EIWOG eine allgemeine Anschlusspflicht, die auch dann besteht, wenn eine Einspeisung von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Im Netzzugangsvertrag ist dabei der Zeitpunkt der Inbetriebnahme zu bestimmen⁸⁴. Ausführungsgesetze können nur wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder wegen technischer Inkompatibilität

⁸⁴ Dieser Zeitpunkt darf spätestens ein Jahr nach Abschluss des Netzzugangsvertrags für die Netzebenen 7 bis 5 und spätestens drei Jahre nach Abschluss des Netzzugangsvertrags für die NE 4 und 3 liegen. Sofern für die beabsichtigten Maßnahmen behördliche Genehmigungen oder Verfahren benötigt werden, ist die Verfahrensdauer nicht in diese Frist einzurechnen.

Ausnahmen vorsehen. Die Ausnahmegründe sind in den Marktregeln⁸⁵ näher zu definieren. Diese Anschlusspflicht besteht in vielen Landesausführungsgesetzen auf Netzebene 3 oder höher nicht. Problematisch ist, dass bei mangelnden Netzkapazitäten mit Bezug auf § 21 ElWOG zum Teil keine Netzzugangsverträge ausgestellt werden oder erst sehr spät im Projektlauf⁸⁶, z. B. nach der vollständigen Projektgenehmigung.

In der letzten Novelle des ElWOG wurde mit § 17a Abs 1 der vereinfachte Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger eingefügt, welcher eine Anschlusspflicht für Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger bis 20 kW vorsieht. Eine Ablehnung des Netzzutritts ist gemäß § 17a Abs 4 auf begründete Sicherheitsbedenken oder technische Inkompatibilität der Systemkomponenten beschränkt⁸⁷.

Entfallen ist hingegen der frühere § 6 ÖSG, nach dem jede Ökostromanlage das Recht hatte, an das Netz jenes Netzbetreibers angeschlossen zu werden, innerhalb dessen Konzessionsgebiet sich die Anlage befindet.

Netzbetreiber sind generell zu Maßnahmen verpflichtet, um Netzengpässe zu beseitigen. Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 40 Abs 1 Z 7 ElWOG verpflichtet, die Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität langfristig sicherzustellen und leistungsfähige Übertragungsnetze auszubauen. Verteilernetzbetreiber sind gemäß § 45 Z 12 ElWOG dazu verpflichtet, Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu setzen, um diese zu vermeiden. § 38 Abs 1 Z 2 NÖ ElWG konkretisiert dies beispielsweise mit der Verpflichtung, das Netz bedarfsgerecht auszubauen, um auf lange Sicht die Fähigkeit des Verteilernetzes sicherzustellen und die vorausehbare Nachfrage nach Verteilung zu befriedigen. Die wiederholte Verletzung dieser Pflichten kann theoretisch bis zum Entzug der Elektrizitätswirtschaftlichen Konzession führen⁸⁸. Das deutsche EEG sieht in § 13 sogar einen expliziten Schadenersatzanspruch vor: „Verletzt der Netzbetreiber seine Pflicht aus § 12 Absatz 1 (Ausbaupflicht), können Einspeisewillige Ersatz des hierdurch entstandenen Schadens verlangen. Die Ersatzpflicht tritt nicht ein, wenn der Netzbetreiber die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat.“

Zur Erhebung der Nachfrage und der dafür notwendigen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen haben Übertragungsnetzbetreiber einen Netzentwicklungsplan nach § 37 ElWOG vorzulegen. Verteilernetzbetreiber sollen nach Artikel 32 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL alle zwei Jahre ebenfalls einen Netzentwicklungsplan vorlegen. Die Umsetzung dieser Maßnahme in nationales Recht steht allerdings noch aus.

⁸⁵ Marktregeln sind die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmende im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.

⁸⁶ Z. B. Netz Burgenland GmbH, „Prozessbeschreibung für den Netzzugang bei Erzeugungsanlagen > 20 kW“

⁸⁷ Siehe auch Erläuterungen zu § 17a ElWOG des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket (733 d.B.)

⁸⁸ Siehe etwa § 63 Abs 1 Z 3 NÖ ElWG 2005

Verbesserungsvorschläge, Akteurinnen und Akteure

Mit der letzten EIWOG-Novelle sind zusätzliche Anreize zum Ausbau von Netzkapazitäten geschaffen worden, wie beispielsweise die allgemeine Anschlusspflicht, der die Netzbetreiber auch durch Optimierung, Verstärkung und Ausbau von Verteilernetzkapazitäten auf vorgelagerte Netze nachkommen müssen.⁸⁹ Weiters wurden in den Verbesserungsvorschlägen für die Hemmnisse #1-3 Anreize für den Aufbau organisatorischer und personeller Ressourcen durch (strafbewehrte) Verpflichtungen zu einer definierten Dienstleistungsqualität geschaffen, die mittelbar auch zur Ertüchtigung von Netzkapazitäten führen wird.

- Bereits bestehenden Rechten von Netzzugangsberechtigten kann durch entsprechende **Aufklärung**, eine **Anleitung für den entsprechenden Schriftverkehr** mit Netzbetreibern und eine allfällige **Unterstützung in Schlichtungsverfahren** mehr Geltung verschafft werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Aufklärung über Anschlussrecht von Netzzugangsberechtigten) bzw. Branchenvertretungen der Erzeuger:innen (Aufklärung, Beratung, Anleitung für Schriftsätze)

- Ausnahmegründe für die allgemeine Anschlusspflicht nach § 46 EIWOG sind in den **Marktregeln** näher auszuführen. Mit einer **präzisen Formulierung von begründeten Sicherheitsbedenken und technischer Inkompatibilität** kann dieser Ausnahmetatbestand sinnvoll beschränkt werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (TOR, SoMa, AVB) sowie Netzbetreiber (TOR, AVB)

- Die in einigen Landesausführungsgesetzen bestehende Pflicht des Netzbetreibers, auf schriftliches Verlangen bekannt zu geben, welche **konkreten Maßnahmen zum Ausbau des Netzes** erforderlich wären, um den Netzzugang durchzuführen und aus welchen Gründen diese noch nicht erfolgt sind (z. B. § 32 Abs 3 NÖ ElWG, nicht jedoch in § 27 Oö. EIWOG), könnte als Grundsatzbestimmung in **§ 21 EIWOG** aufgenommen werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahmen: BMK (Ministerialvorlage zur Änderung des EIWOG)

Es sei auch noch darauf hingewiesen, dass die in der Anschlusspflicht nach § 46 Abs 4 EIWOG genannten Fristen der Netzbetreiber für die Inbetriebnahme des Netzanschlusses ab Abschluss des Netzzugangsvertrags zu laufen beginnen, Netzbetreiber daher im Falle mangelnder Netzkapazitäten oft keine Netzzutrittsverträge ausstellen. Dies unterbricht den zu Hemmnis #2 vorgeschlagenen durchgehenden Fristenlauf des gesamten Netzanschlussprozesses. Theoretisch bräuchte es dazu eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Ausstellung von Netzzutrittsverträgen unverzüglich nach vollständigem Antrag auf Netzanschluss.

⁸⁹ Gemäß Stellungnahme der Netzbetreiber vom 28.10.2022 auf den Entwurf des vorliegenden Berichts habe eine stabile und sichere Stromversorgung erste Priorität. Verbesserungsvorschläge müssten also darauf abzielen, die Rahmenbedingungen für den Netzausbau zu optimieren. Außerdem müssten Hochlaufzeiten für die Einschulung zusätzlich erforderlicher Mitarbeitenden, sofern am Markt verfügbar, und die aktuell längeren Beschaffungszeiten berücksichtigt werden.

Hemmnis #18: Transparenz bzgl. verfügbarer Netzkapazitäten

Kurzbeschreibung: Aufgrund der eingeschränkten Transparenz ist es Projektentwicklerinnen und -entwicklern sowie Netzanschlusswerberinnen und -werbern nur über Umwege möglich, in Erfahrung zu bringen, welche Netzkapazitäten an geplanten Netzzutrittspunkten im Nieder- oder Mittelspannungsnetz verfügbar sind.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Projektentwicklerinnen und -entwickler von Stromerzeugungsanlagen, die an das Nieder- oder Mittelspannungsnetz (NE 5–7) angeschlossen werden, besitzen derzeit keine einfache Möglichkeit, in Erfahrung zu bringen, welche Netzkapazität am geplanten Netzzutrittspunkt zur Verfügung steht. Derzeit ist es notwendig, einen vollständigen Netzanschlussantrag an den Netzbetreiber zu stellen, um diese Auskunft zu erhalten. Vereinzelt geben Netzbetreiber jedoch keine Auskunft darüber, welche Kapazität insgesamt noch am Netzzutrittspunkt verfügbar ist. Dies ist eine wichtige Planungsgröße für die Projektentwicklung und führt dazu, dass diese mehrere Netzanschlussanträge mit unterschiedlichen Leistungswerten an den Netzbetreiber stellen müssen, um die Information in Erfahrung zu bringen. Einen bundesweit einheitlichen Prozess hierfür gibt es derzeit nicht.

Analyse

Die Netzbetreiber haben gemäß § 20 Abs 1 EIWOG die Pflicht, verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk (NE 4) zu veröffentlichen und zu aktualisieren, in der Praxis wird jedoch ein Großteil der PV-Anlagen im Nieder- und Mittelspannungsnetz (NE 5–7) angeschlossen, wofür diese Regelung nicht anwendbar ist. Im Erstentwurf des EAG-Pakets war eine derartige Transparenzverpflichtung auch für die NE 6 vorgesehen. Netzbetreibern stehen zur Berechnung freier Netzkapazitäten prinzipiell auch fertig entwickelte Softwarelösungen zur Verfügung⁹⁰. Allerdings sollte der Verwaltungs- und Berechnungsaufwand für die Netzbetreiber, verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Transformatorstationen zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren, nicht unterschätzt werden.

Verbesserungsvorschlag, Akteurinnen und Akteure

- Die Transparenzverpflichtung in **§ 20 Abs 1 EIWOG** sollte um eine Ausweisung von Netzkapazitäten erweitert werden⁹¹:

*„Die Netzbetreiber haben verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) und, **binnen zwei Jahren ab Inkrafttreten, je Transformatorstation (Netzebene 6)** zu veröffentlichen und mindestens ~~quartalsweise~~ **monatlich** zu aktualisieren.“*

Um präventives Reservieren der verfügbaren Kapazitäten durch Anschlusswerbende hintanzuhalten, sei auf den Verbesserungsvorschlag zu „Hemmnis #2: Unterschiedliche Prozesse bei Netzanschlussanträgen“ (Reugeld) verwiesen.

⁹⁰ Z. B. PSS®SINCAL Maximal Hosting Capacity (ICA) Add-on Module, Siemens AG; Voraussetzung zur effektiven Nutzung solcher Softwarelösungen ist jedoch ein hoher Digitalisierungsgrad in der Netzdokumentation

⁹¹ Dies war im Entwurf zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) vom 16.09.2020 noch enthalten.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahmen: BMK (Ministerialvorlage zur Änderung des EIWOG)

Hemmnis #19: Transparenz bei der Berechnung verfügbarer Netzkapazitäten

Kurzbeschreibung: Es gibt derzeit keine bundesweit einheitlichen und transparenten Methoden zur Berechnung von verfügbaren Netzkapazitäten auf der Nieder- und Mittelspannungsebene. Dies führt zu Planungsunsicherheit aufseiten der Projektentwicklung und zu unterschiedlichen Bewertungsansätzen der Netzbetreiber.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Die Methode für die Berechnung von verfügbaren Netzkapazitäten auf NE 4 (Sammelschiene Umspannwerk) ist nach § 20 Abs 3 EIWOG nunmehr bundesweit einheitlich auszugestalten. Die Netzbetreiber haben einen Vorschlag für die Methode zu erstellen und der Regulierungsbehörde vorzulegen. Die Regulierungsbehörde kann eine Verordnung erlassen, in der die Methode für die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten festgesetzt wird, wobei die Regulierungsbehörde diesbezüglich nicht an den Vorschlag der Netzbetreiber gebunden ist.

In der Praxis wird ein Großteil der PV-Anlagen aber nicht an der Sammelschiene im Umspannwerk (NE 4) angeschlossen, sondern im Nieder- und Mittelspannungsnetz. Für diese Netzebenen gibt es abseits der in TOR Teil D2 enthaltenen Methoden und Richtwerte zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen keine transparenten und bundesweit einheitlichen Vorgaben zur Berechnung verfügbarer Netzkapazitäten. Dementsprechend kommen je nach Netzbetreiber unterschiedliche Ansätze zur Berechnung der Netzkapazitäten sowie zur Beurteilung von Netzanschlussanträgen zum Einsatz. Angemerkt wurde in den Rückmeldungen auch, dass Anlagenerrichtinnen und -errichter derzeit keine Möglichkeit besitzen, ihre Expertise zur Netzwirksamkeit der Erzeugungsanlagen einzubringen.

Analyse

Berechnungsgrundsätze zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen sind derzeit in Punkt 9 der TOR Teil D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen“ enthalten und behandeln die Aspekte Spannungsanhebung, schaltbedingte Spannungsänderung, Flicker, Oberschwingungen, Kommutierungseinbrüche, Asymmetrie und Beeinflussung der Signalübertragung im Verteilernetz. Zur Berechnung der freien oder verfügbaren Netzkapazitäten maßgeblich sind in erster Linie die stationäre Spannungsanhebung und die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel wie Leitungen, Kabel und Transformatoren. Die Belastbarkeit wird in den TOR Teil D2 nicht näher behandelt. Auch für die Beurteilung unzulässiger Spannungsanhebungen durch Stromerzeugungsanlagen in verschiedenen Punkten im Netz (z. B. Verknüpfungspunkte, Sammelschiene) werden in Punkt 9.2.2 verschiedene Berechnungsansätze angeführt. Diese reichen von einer Worst-Case-Betrachtung der gleichzeitigen Einspeisung aller Stromerzeugungsanlagen über die Anwendung von statistisch abgesicherten Gleichzeitigkeitsfaktoren bis hin zur Verwendung probabilistischer Verfahren.

Gemäß dem Punkt „Beurteilung“ sind dabei die Gleichzeitigkeit der Entnahmen und Einspeisungen, der Einsatz von Blindleistungsmanagement, der Einsatz spannungsbeeinflussender Regelungen oder Betriebsmittel, die Gesamtwirkung im Nieder- und Mittelspannungsnetz und eine Reserve für fix

geplante Anlagen von Netzbenutzerinnen und Netzbenutzern zu berücksichtigen. Der Netzbetreiber ist innerhalb des Spannungstoleranzbandes nach ÖNORM/ÖVE EN 50160 von $\pm 10\%$ grundsätzlich frei in der Bewirtschaftung der Anteile für Entnehmung, Einspeisung und Netzbetriebsmittel.

Dem gegenüber steht jedoch die Anforderung, dass die relative Spannungsanhebung durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen an keinem Verknüpfungspunkt 3 % für Niederspannungsnetze und 2 % für Mittelspannungsnetze überschreiten darf. Diese Regelung ist einfacher handhabbar, verlangt keine Detailkenntnisse über Zustände und Verhältnisse im Netz, passiert aber auf der Annahme hauptsächlich unidirektionaler Lastflüsse⁹². Aufgrund der veränderten Lastflusssituation durch den steigenden Anteil dezentraler Einspeisung kommen nun vermehrt regelbare Ortsnetztransformatoren und andere spannungsbeeinflussende Netzbetriebsmittel zum Einsatz. Zudem beherrschen Stromerzeugungsanlagen die spannungsbeeinflussende P(U)- und Q(U)-Regelung und es gibt die Möglichkeit statistischer und probabilistischer Berechnungsmethoden⁹³. Eine fixe Aufteilung des Spannungsbandes für Entnehmung, Einspeisung und Netzbetriebsmittel scheint daher nicht mehr sachgemäß.

Verbesserungsvorschlag, Akteurinnen und Akteure

- Angesichts der Komplexität der Aufgabe wäre eine **Studie zur Ermittlung einer praktikablen und zweckmäßigen standardisierten Methode für die Berechnung verfügbarer Netzkapazitäten für Verknüpfungspunkte in den Netzebenen 5–7** (v. a. statische Spannungshaltung, Strombelastbarkeit) sinnvoll⁹⁴. Als Grundlage kann auch die KBM-V 2022 zur Festsetzung einer einheitlichen Methode zur Berechnung der verfügbaren Kapazitäten je Umspannwerk auf NE 4 sowie der Vorschlag der Netzbetreiber für die Methode für die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten auf NE 4 nach § 20 Abs 3 EIWOG dienen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (Beauftragung einer Studie, evtl. gemeinsam mit den Netzbetreibern und ÖE)

- Die Entwicklung einer praktikablen und zweckmäßigen Methode für die Berechnung verfügbarer Netzkapazitäten für Verknüpfungspunkte in der Netzebenen 6 könnte auch durch die Netzbetreiber bzw. Österreichs Energie erfolgen, indem Transparenzverpflichtungen zur Methodik und den ermittelten Kapazitäten mit einer Übergangszeit in § 20 Abs 1 EIWOG aufgenommen werden. In diesem Zuge sollte auch folgende Ergänzung in § 20 Abs 3 EIWOG aufgenommen werden:⁹⁵

„Die Methode für die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten ist bundesweit einheitlich auszugestalten. Die Netzbetreiber haben einen Vorschlag für die Methode zu erstellen und der

⁹² Siehe z. B. „Empfehlung für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“ (2. Ausgabe), BMWA 1997

⁹³ Siehe z. B. „Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren“, Maximilian Arnold, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der TU Kaiserslautern, Dissertation 2018

⁹⁴ Inwieweit eine bereits von E-Control beauftragte Arbeit mit dem Titel „Netzanschlussbeurteilung und freie Netzanschlusskapazitäten“ (siehe Präsentation, Esther Werderitsch, Michael Berger, Christine Materazzi-Wagner beim 17. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2022) diese Methode ermitteln konnte, ist nicht bekannt.

⁹⁵ Gemäß Stellungnahme der Netzbetreiber vom 28.10.2022 zum Entwurf des vorliegenden Berichts würde eine standardisierte Methode die Beurteilungsmöglichkeit der Netzbetreiber entsprechend der jeweiligen Netzgebietssituation, auch zum Nachteil der Netzanschlusswerbenden, einengen.

*Regulierungsbehörde vorzulegen. Die Regulierungsbehörde kann eine Verordnung erlassen, in der die Methode für die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten festgesetzt wird, wobei die Regulierungsbehörde diesbezüglich nicht an den Vorschlag der Netzbetreiber gebunden ist. **Die Methode ist seitens der Regulierungsbehörde vollumfänglich zu veröffentlichen.***

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahmen: BMK (Ministerialvorlage zur Änderung des EIWOG)

Hemmnis #20: Transparenz bei Vergabe freier Netzkapazitäten

Kurzbeschreibung: Die Vergabe und Reservierung freier Netzkapazitäten ist für viele Netzkundinnen und Netzkunden nicht nachvollziehbar.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Gemäß den Umfragerückmeldungen sind die Vergabekriterien für freie Netzkapazitäten durch Netzbetreiber für viele Netzkundinnen und -kunden nicht nachvollziehbar. Das gilt auch für die Reservierung von freien Netzkapazitäten für zukünftig mögliche Ausbauprojekte, die noch nicht eingereicht wurden. Dies kann zu einer Begrenzung der Einspeiseleistung aktuell eingereicherter PV-Anlagen zugunsten theoretisch möglicher Ausbauprojekte führen. Eine ähnliche Praxis wird gemäß den Umfragerückmeldungen auch für Parzellen oder andere Gruppierungen angewandt.

Analyse

Netzbetreiber haben Netzzugangsberechtigten den Netzzugang zu den genehmigten Allgemeinen Bedingungen und zu bestimmten Systemnutzungsentgelten zu gewähren, wobei der Netzzugang gemäß § 21 EIWOG aufgrund nicht verfügbarer Netzkapazitäten verweigert werden kann⁹⁶. Die allgemeine Anschlusspflicht nach § 46 EIWOG haben Netzbetreiber mittelfristig durch Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes zu erfüllen.

Um ihrer Verpflichtung gemäß § 45 Z 20 EIWOG nachzukommen und eine Benachteiligung bestimmter Netzbenutzer:innen oder Kategorien von Netzbenutzerinnen und Netzbenutzern zu vermeiden, haben einige Netzbetreiber Prozessbeschreibungen oder Reihungsregeln für den Netzzugang von größeren Erzeugungsanlagen veröffentlicht. Das hier beschriebene Problem betrifft jedoch keine größeren Anlagen, sondern den Bereich für Privatkundinnen und Privatkunden auf NE 7.

Einen Hinweis auf die Deckung der Vorgehensweise, freie Netzkapazitäten für zukünftige Stromerzeugungsanlagen zu reservieren, findet sich in der Beurteilung der statischen Spannungsanhebung in Punkt 9.2.2 der TOR Teil D2.

„Das Spannungstoleranzband gem. ÖNORM/ÖVE EN 50160 muss unter normalen Betriebsbedingungen in allen Punkten des Verteilernetzes, insbesondere an den Übergabestellen, eingehalten werden. Dabei zu berücksichtigen sind:

- die Gleichzeitigkeit der Entnahmen und Einspeisungen,

⁹⁶ Der Netzbetreiber hat das Vorliegen der Verweigerungsgründe nachzuweisen.

- der Einsatz von Blindleistungsmanagement,
- der Einsatz spannungsbeeinflussender Regelungen oder Betriebsmittel,
- die Gesamtwirkung im Nieder- und Mittelspannungsnetz und
- Reserve für fix geplante Anlagen von Netzbenutzern.“

In der Praxis werden freie Netzkapazitäten so vergeben, dass diese nicht nur verhältnismäßig größeren Projekten im Niederspannungsnetz (mit einer Maximalkapazität von mehr als 20 oder 30 kW) zufallen, insbesondere auch im Hinblick auf § 17a ElWOG (Vereinfachter Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger). Es könnte zwar argumentiert werden, dass diese keine Benachteiligung innerhalb einer Größenkategorie von Netzbenutzerinnen und Netzbenutzern darstellt, eine eindeutige rechtliche bzw. regulatorische Deckung für diese Vorgehensweise gibt es jedoch nicht. Sollten Netzreserven durch Spannungsbandprobleme begrenzt sein, so sollte die Reservierung verfügbarer Netzkapazitäten nur für Anlagen erfolgen, die bereits Netzanschlussanträge eingereicht haben bzw. von denen schon Reugeldzahlungen eingegangen sind. Ein Kapazitätsbedarf, welcher sich aus einem beschlossenen örtlichen Erschließungs-, Entwicklungs- oder Raumordnungskonzept ergibt, sollte in der Netzausbauplanung berücksichtigt werden.

Verbesserungsvorschlag, Akteurinnen und Akteure

- Sollten die Netzkapazitäten aufgrund der Stromtragfähigkeit des Verteilernetzes am Netzzutrittspunkt “ausreserviert“ sein, so kann der Anschluss eventuell über ein Streitschlichtungsverfahren erreicht werden. Sollten Spannungsbandprobleme die Ursache der Ablehnung sein, müsste dies unter Berücksichtigung von Punkt 9.2.2 der TOR Teil D2 erfolgen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): Netzzugangsberechtigte (Kommunikation mit Netzbetreiber, Antrag auf Streitschlichtung)

- Um klarzustellen, dass Netzanschlussanträge nach deren Eingangszeitpunkt berücksichtigt werden, kann folgende Bestimmung in die Allgemeinen Verteilernetzbedingungen (AVB) aufgenommen werden:

„Bei beschränkter Aufnahmekapazität des Netzes werden vollständige Netzanschlussanträge nach dem Zeitpunkt des Einlangens bzw. falls anwendbar nach dem Zeitpunkt der Leistung einer Anzahlung (Reugeld) auf das (voraussichtliche) Netzzutrittsgeld gereiht und bearbeitet.“

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): Forderung einer Änderung der AVB (E-Control), Änderung der AVB (Netzbetreiber)

- Sollte die Stromtragfähigkeit des Verteilernetzes am Netzzutrittspunkt trotz Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten (probabilistischer Planung) zu gering sein, so ist ein Ausbau bzw. eine Ertüchtigung des Netzes erforderlich.
- Spannungsbandprobleme können aufseiten der Netzbenutzer:innen durch Blindleistungsregelung oder spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung behoben werden, auf der Seite des Netzbetreibers durch den Einbau von Spannungsreglern (Strangreglern, Längsreglern) oder regelbaren Ortsnetztransformatoren. In Niederösterreich beispielsweise kann der

Netzzugangsberechtigte vom Netzbetreiber auch verlangen, die konkreten Ausbaumaßnahmen zu nennen, die für einen Netzzugang erforderlich wären, und eine Begründung, warum diese noch nicht erfolgt sind⁹⁷.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): Netzzugangsberechtigte (Auskunftsbegehren)

2.4 Netzzutrittsentgelt

Diese Kategorie behandelt Probleme hinsichtlich der Auslegung und Berechnung des Netzzutrittsentgeltes für PV-Anlagen. Betroffene Themenbereiche sind Überschusseinspeiseanlagen und die Bemessungsleistung.

Hemmnis #21: Verrechnung des Netzzutrittsentgelts für vorhandene Netzanlagen

Kurzbeschreibung: Das Netzzutrittsentgelt wird für die gesamte Leistung einer Erzeugungsanlage verrechnet, obwohl der Netzzutritt für die bestehende Anschlussanlage bereits bezahlt wurde.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Netzbetreiber verrechnen bei Überschusseinspeiseanlagen größer 20 kWp das pauschale Netzzutrittsentgelt für die volle installierte Leistung, ohne die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung der bestehenden Verbrauchsanlage in Abzug zu bringen. Da die bestehende netzseitige Anschlussanlage von den Kundinnen und Kunden für den Standort und die Anschlussleistung in der Vergangenheit bereits bezahlt wurde, führt die neuerliche Verrechnung des Netzzutrittsentgelts für die gesamte installierte Leistung der Stromerzeugungsanlage zu einer doppelten Verrechnung von Anschlussleistung am Standort und zu überhöhten Kosten für die Projektwerberin bzw. den Projektwerber.

Analyse

Der Netzzutritt ist nach § 7 Abs 1 Z 56 EIWOG „die erstmalige Herstellung eines Netzanschlusses oder die Erhöhung der Anschlussleistung eines bestehenden Netzanschlusses“. Durch das Netzzutrittsentgelt werden gemäß § 54 Abs 1 EIWOG dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers oder einer Netzbenutzerin unmittelbar verbunden sind. Von diesem Grundsatz normiert das EIWOG zwei Ausnahmen:

- Für vergleichbare Netzbenutzer:innen einer Netzebene kann der Netzbetreiber eine Pauschalierung vorsehen (§ 54 Abs 2).
- Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger normiert das Gesetz ein Netzzutrittsentgelt in fester Höhe pro kW (§ 54 Abs 3 und 4), wobei Kosten, die den

⁹⁷ Siehe z. B. § 32 Abs 3 NÖ EIWG

Betrag von 175 Euro pro kW überschreiten, Netzbenutzer:innen gesondert in Rechnung gestellt werden können.⁹⁸

In Fällen, in denen weder ein Anschluss erstmalig hergestellt noch die Anschlussleistung erhöht wird, liegt der im Gesetz beschriebene Tatbestand für die Leistung eines Netzzutrittsentgelts nicht vor. Für PV-Anlagen mit einer Engpassleistung bis 20 kW ist eine Ausnahme in § 17a Abs 6 EIWOG festgehalten. In Fällen, in denen aufgrund einer neuen Stromerzeugungsanlage/-einheit eine vertraglich bereits vereinbarte Anschlussleistung erhöht wird, ist für ebendiese Abänderung des Netzanschlusses ein Netzzutrittsentgelt zu bezahlen.

In den Erläuterungen zum EAG-Paket⁹⁹ zu § 54 Abs 3 EIWOG ist weiters angeführt, dass im Falle eines bereits bestehenden Netzanschlusses die bezugsseitig vereinbarte Anschlussleistung bei der Ermittlung der Engpassleistung in Abzug zu bringen ist. Im aktuellen Netzanschluss-Leitfaden der E-Control¹⁰⁰ wird jedoch interpretiert, dass bei Überschusseinspeisung grundsätzlich Netzzutrittsentgelte für die volle „Engpassleistung“ zu bezahlen sind. Das bedeutet, ein Abzug der bezugsseitig vereinbarten Anschlussleistung sei nur bis zu einer Engpassleistung von 20 kW möglich. Dies erscheint jedoch sachlich nicht begründet. Es können durch eine Umkehr der Stromflussrichtung dem Netzbetreiber zwar Kosten entstehen (z. B. für Maßnahmen zur Einhaltung des zulässigen Spannungsbands), diese sind im Normalfall jedoch deutlich geringer als die Kosten für die erstmalige Herstellung einer vollständigen Anschlussanlage.

In einem Gutachten von RA Dr. Schanda¹⁰¹ wird ausgeführt, dass das pauschale Netzzutrittsentgelt nicht nur auf die erstmalige Herstellung eines Anschlusses anzuwenden ist, sondern auch auf eine Erhöhung der Anschlussleistung einer bestehenden Anlage von Netzbenutzer:innen. Zudem ist die bestehende bezugsseitige Anschlussleistung bei der Ermittlung der Höhe des pauschalen Netzzutrittsentgelts in Abzug zu bringen und lediglich die Erhöhung der Anschlussleistung und nicht die resultierende neue Gesamtleistung die Bemessungsgrundlage für das pauschale Netzzutrittsentgelt.

Verbesserungsvorschlag, Akteurinnen und Akteure

- Zur rechtlichen Verankerung einer eindeutigen Regelung könnten folgende Anpassungen in § 54 Abs 3 EIWOG vorgenommen werden:

„Für ~~den Anschluss~~ die erstmalige Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder die Abänderung eines bestehenden Anschlusses für Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer

⁹⁸ Mit seinem Urteil vom 2. September 2021 (Rechtssache C-718/18) hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) Deutschland dazu verurteilt, der Bundesnetzagentur (BNetzA) mehr Unabhängigkeit von allen öffentlichen Stellen der Exekutive und Legislative einzuräumen. Der EuGH hält die Vorschrift des § 24 Abs. 1 EnWG für eindeutig europarechtswidrig. Diese Regelung verleihe der Bundesregierung über entsprechende Verordnungsermächtigungen die Befugnis, die Bedingungen und Methoden im Bereich der Netzregulierung auch gegenüber der BNetzA zu regeln. In diesem Übergriff in originäre Kompetenzbereiche der BNetzA sieht der EuGH aber einen Verstoß gegen das in den Binnenmarkttrichtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG verankerte Erfordernis der völligen Unabhängigkeit nationaler Regulierungsstellen. Im Lichte dieses Urteils wird wohl auch § 54 Abs 3 und 4 EIWOG zu überarbeiten sein.

⁹⁹ Erläuterungen zur Regierungsvorlage zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket (733 d.B. XXVII. GP)

¹⁰⁰ „Leitfaden für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen mit typischen Beispielen“, Version 1.1, Stand 29.07.2022

¹⁰¹ Rechtsgutachtliche Stellungnahme für PV Austria Netzzutrittsentgelt gemäß EIWOG 2010 idF Nov 2021 23.03.2022, RA Reinhard Schanda. Es existiert auch ein Gegengutachten von RA Dr. Oberndorfer beauftragt durch Österreichs Energie.

Energieträger auf den Netzebenen 3 bis 7 ist ein nach der ~~Engpassleistung~~ **Anschlussleistung oder Erhöhung der Anschlussleistung** gestaffeltes, pauschales Netzzutrittsentgelt nach Maßgabe des Abs 4 zu verrechnen. **Die Anschlussleistung oder Erhöhung der Anschlussleistung ist unabhängig von der Energieflussrichtung nur einmal zu berücksichtigen.**“

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): BMK (Ministerialvorlage EIWOG)

- Unter Berücksichtigung des Urteils vom 2. September 2021 (Rechtssache C-718/18) des EuGH kann alternativ und sinngemäß obige Formulierung auch in die SNE-V aufgenommen werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (SNE-V)

Hemmnis #22: Berechnung des Netzzutrittsentgelts nach der Spitzenleistung

Kurzbeschreibung: Das Netzzutrittsentgelt von PV-Anlagen wird vereinzelt nach der Gleichstromspitzenleistung und nicht nach der netzwirksamen Bemessungsleistung oder der Nennleistung festgelegt.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Vereinzelt bemessen Netzbetreiber das Netzzutrittsentgelt von PV-Anlagen auf Basis der Gleichstromspitzenleistung. Für die technische Auslegung des Netzanschlusses ist jedoch grundsätzlich die netzwirksame Bemessungsleistung der PV-Anlage oder gegebenenfalls die Nennleistung des Wechselrichters maßgeblich. Erfolgt die Bemessung des Netzzutrittsentgelts auf Basis der Gleichstromspitzenleistung, so führt dies zu einer erhöhten Kostenbelastung von Netzbenutzer:innen und Netzbenutzern.

Analyse

Gemäß § 54 Abs 3 EIWOG ist für den Anschluss von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger auf den Netzebenen 3 bis 7 ein nach der Engpassleistung gestaffeltes, pauschaliertes Netzzutrittsentgelt zu verrechnen. Da der Begriff „Engpassleistung“ im EIWOG nicht definiert ist, muss auf andere Definitionen dieses Begriffs zurückgegriffen werden. In § 1 Abs 1 Z 10 der E-EnLD-VO oder § 2 Abs 1 Z 10 der E-Stat-VO ist die Engpassleistung als „die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche Dauerleistung der gesamten Erzeugungsanlage mit allen Maschinensätzen“ definiert.

In § 5 Abs 1 Z 12 ÖSG und § 5 Abs 1 Z 14 EAG wird die Engpassleistung bei Photovoltaikanlagen jedoch mit der Modulspitzenleistung (kW_{peak}) gleichgesetzt:

„im Bereich der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage mit allen Komponenten im 24-Stunden-Mittel; bei Photovoltaikanlagen gilt die Modulspitzenleistung (Leistung in kW_{peak}) als Engpassleistung“.

Der zweite Teil dieser Definition ist für Anwendungsfälle des EIWOG jedoch nicht sachgerecht. Für die Abgeltung von Investitionskosten bzw. bei Förderungen (wie im ÖSG oder EAG) stellt die Modul-

spitzenleistung einen sachgerechten Indikator dar. Für den Netzzutritt, Netzzugang und die Netznutzung stellt jedoch die vertraglich vereinbarte Maximalkapazität gemäß TOR Erzeuger¹⁰², also die netzirksame Leistung, einen besser geeigneten sachgerechten Indikator dar. Daher wird diese in den Anmerkungen zu den TOR Erzeuger auch mit der „Anschlussleistung“ aus § 7 Abs 1 Z 2 EIWOG verknüpft.

Es sei aber auch erwähnt, dass aus der Perspektive des Klimaschutzes und der Energieautarkie eine Einspeisung der vollen technisch möglichen Leistung aus erneuerbaren Energieträgern sowie die maximale Ausnutzung vorhandener (Dach)Flächen für PV erforderlich wäre. In Deutschland wurde aus diesen Gründen für PV die Beschränkung der maximalen Einspeiseleistung von 70 % der Nennleistung durch das EEG 2023 abgeschafft und in manchen Förderprogrammen wird als Voraussetzung u.a. eine technisch maximal mögliche Dachbelegung gefordert. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollte der Nutzen zusätzlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern die Grenzkosten der für diese Leistung erforderlichen Ertüchtigung des Netzes übersteigen.

Verbesserungsvorschlag, Akteurinnen und Akteure

Werden Anlagen netzvertraglich oder eigenverbrauchsoptimiert ausgelegt, so sollten die Kosten für den Netzzutritt nicht auf Basis der Modulspitzenleistung oder Nennleistung erfolgen, sondern auf Basis der vertraglich vereinbarten Maximalkapazität bzw. Anschlussleistung oder netzirksamen Leistung. Eine derartige Auslegung kann durch Eigenverbrauch, elektrische Energiespeicher, geringere Nennleistung der Wechselrichter oder eine softwaretechnische Leistungsbeschränkung sichergestellt werden. Die Umsetzung der Begriffsbestimmungen kann auf folgende Weise erfolgen:

- **Ersatz des Begriffs „Engpassleistung“ in § 54 und § 17a EIWOG durch den Begriff „Anschlussleistung“** als „jene für die Netznutzung an der Übergabestelle vertraglich vereinbarte Leistung“. Damit kann auch ein wichtiger Aspekt der Definition der Maximalkapazität gemäß RfG-VO abgedeckt werden. Das Wort „Engpassleistung“ in § 7 Abs 1 Z 32 sollte auf „Nennleistung“ geändert werden. Zudem wäre auch eine Unterscheidung zwischen „Anschlussleistung für Entnahme“ und „Anschlussleistung für Einspeisung“ möglich.
- **Einführung des Begriffs „Engpassleistung“ in § 7 Abs 1 EIWOG** als „durch den leistungsschwächsten Teil oder durch Regelungstechnik sicher begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage mit allen Komponenten“.
- Für aufwandgerechte Abgeltung sollten die **höheren Netzzutrittspauschalen** in § 54 Abs 4 EIWOG **nur für die den jeweiligen Schwellenwert übersteigenden Teile** zur Anwendung kommen.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): BMK (Ministerialvorlage EIWOG)

- Klarstellen, dass die Engpassleistung in § 17a Abs 6 bzw. § 54 Abs 3 EIWOG als Maximalkapazität im Sinne der RfG-VO in Verbindung mit TOR Begriffe zu verstehen ist, und zwar als „netzirksame Bemessungsleistung“. Dazu könnten Netzbenutzer:innen im Schriftverkehr mit

¹⁰² In Anlehnung an die RfG-VO

Netzbetreibern unterstützt bzw. auch eine Klärung im Rahmen eines Streitschlichtungsverfahrens angestrebt werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): Verbände von Erzeugerinnen und Erzeugern (Vorlagen, Empfehlungen) und betroffene Netzbenutzer:innen (Schreiben, Streitschlichtungsverfahren)

- Unter Berücksichtigung des Urteils vom 2. September 2021 (Rechtssache C-718/18) des EuGH können alternativ und sinngemäß obige Vorschläge auch in der SNE-V berücksichtigt werden.

Zuständige Akteurinnen und Akteure für diese Maßnahme(n): E-Control (SNE-V)

2.5 Andere Vorgaben

Diese Kategorie behandelt gesetzliche und regulatorische Vorgaben, die nicht in die obenstehenden Kategorien eingeordnet werden konnten.

Hemmnis #23: Überschusseinspeisung von Stromlieferanten mittels Direktleitung

Kurzbeschreibung: Stromlieferanten können derzeit nur über ein aufwändiges Contracting-Modell eine Überschusseinspeisung mittels Direktleitung realisieren.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

In den letzten Jahren treten Stromlieferanten vermehrt als Investoren auf, die Erzeugungsanlagen bei Kundinnen und Kunden errichten und betreiben. Möchten Stromlieferanten dabei das Rechtskonstrukt einer Direktleitung zur Überschusseinspeisung nutzen, so ist dies nur über ein aufwändiges Pacht-Contracting-Modell möglich. Dabei plant, finanziert, errichtet und wartet der Stromlieferant als Eigentümer und Contractor die Stromerzeugungsanlage und die Direktleitung und räumt der Kundschaft ein Nutzungsrecht inkl. Fruchtziehungsrecht (Stromverwertung) ein. Die Kundinnen und Kunden pachten und betreiben de jure die Anlagen.

Ein einfacher zu administrierendes Modell wäre ein Stromliefervertrag (Power Purchase Agreement, PPA), in dem und Betreibende (Investoren) von Erzeugungsanlagen Kundinnen und Kunden (Netzbenutzer:innen), die an das öffentliche Netz angeschlossenen sind, über eine Direktleitung versorgen. Die Überschusseinspeisung müsste in diesem Fall aber über die Anlage der Kundinnen und Kunden und deren Zählpunkt erfolgen. Dies ist auf Basis der derzeitigen Rechtslage nicht möglich. Die Überschusseinspeisung wäre unter Verzicht auf die Erlöse daraus mit einer entsprechenden technischen Einrichtung (Rückleistungsschutz) zu verhindern oder über einen eigenen kostenintensiven Netzanschlusspunkt (Zählpunkt) des Stromlieferanten zu realisieren.

Analyse

§ 70 EIWOG in Verbindung mit den Bestimmungen in den Ausführungsgesetzen der Länder¹⁰³ begründet den Rechtsanspruch von Erzeugerinnen und Erzeugern zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen. Insbesondere der zweite Teil der Definition in § 7 Abs 1 Z8 EIWOG ist in der Praxis relevant:

„eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet“.

Maßgeblich für die Verwaltungspraxis ist das Erkenntnis 2007/05/0243 des VwGH, welches Voraussetzungen für eine Direktleitung konkretisiert. Dem Zweck der direkten Versorgung entsprechend lassen sich zwei Kriterien ableiten. So ist durch bauliche oder technische Vorkehrungen sicherzustellen, dass es

1. zu keinem unmittelbaren und direkten Stromaustausch zwischen Direktleitung und öffentlichem Netz kommt und
2. der physikalisch transportierte Strom dem stromliefervertraglich Vereinbarten entsprechen muss¹⁰⁴.

Die Regulierungskommission gab demnach auch einem Netzbetreiber recht, der Personalidentität von PV-Betreibenden und Netzzugangsberechtigten forderte^{105,106}. Das oben zitierte PPA-Modell ist nach derzeitiger Rechtslage nicht erlaubt. Das aufwändigere Pacht-Contracting ist rechtlich zulässig und als Überschusseinspeisung aus einer durch die Kundinnen und Kunden betriebenen Stromerzeugungsanlage zu interpretieren.

Eine solche Pachtlösung hat den Vorteil, dass die Befreiung von der Elektrizitätsabgabe für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern, die von den Erzeugern selbst verbraucht wird, in Anspruch genommen werden kann (§ 2 Abs 1 Z 4 Elektrizitätsabgabegesetz). Das setzt Personenidentität zwischen Erzeuger:in und Verbraucher:in voraus und gilt auch dann, wenn die Anlage nicht im Eigentum des Betreibers oder der Betreiberin ist und der operative Betrieb ausgelagert ist. Dies wird im Erlass des BMF *„Befreiung von der Elektrizitätsabgabe für mittels Photovoltaik selbst erzeugten und verbrauchten Strom“* vom 23.03.2021, 2021-0.178.440 klargestellt¹⁰⁷.

Keine Abhilfe bietet das Rechtskonstrukt des *„geschlossenen Verteilernetzes“*, da die Bedingungen nach Art 38 Abs 1 der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL¹⁰⁸ für die infrage kommenden Anwendungsfälle

¹⁰³ Z. B. § 46 Abs 4 NÖ EIWG, § 31 Stmk EIWOG oder § 43 OÖ EIWOG

¹⁰⁴ Siehe *„Ökostrom direkt: Rechtliche Vorgaben für Direktleitungen“*, Gerhard Moser und Florian Stangl, RdU Recht der Umwelt, Manz, April 2020

¹⁰⁵ Kein Recht auf Netzzugang *„zugunsten Dritter“*

¹⁰⁶ Entscheidung der Regulierungskommission vom 04.03.2020 zur Überschusseinspeisung als Lieferant, R STR 05/19

¹⁰⁷ Siehe Stellungnahme Dr. Reinhard Schanda, Kanzlei Sattler & Schanda, vom 29.8.2022

¹⁰⁸ (1) Die Mitgliedstaaten können veranlassen, dass die Regulierungsbehörden oder sonstigen zuständigen Behörden ein Netz, mit dem in einem geografisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiet oder Gebiet, in dem Leistungen gemeinsam

nicht erfüllt werden. Der österreichische Gesetzgeber hat außerdem von der Möglichkeit der Schaffung geschlossener Verteilernetze bisher noch keinen Gebrauch gemacht.

Auch eine Bürgerenergiegemeinschaft, die gemäß Art 2 Z 11 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie auch ein Verteilernetz betreiben dürfte¹⁰⁹, fällt mit all den Einschränkungen als Alternative aus.

Verbesserungsvorschlag, Akteurinnen und Akteure

- Um eine Überschusseinspeisung über eine Direktleitung zu ermöglichen, könnte folgende Ergänzung in §7 Abs 1 Z 8 ElWOG vorgenommen werden:

*„Direktleitung entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet; **Stromaustausch mit dem öffentlichen Netz zum Zwecke der Einspeisung eines Erzeugungsüberschusses und/oder zum Bezug von Strom für den Eigenbedarf einer Erzeugungsanlage über eine Direktleitung ist zulässig; Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen;**“¹¹⁰*

genutzt werden, Elektrizität verteilt wird, wobei — unbeschadet des Absatzes 4 — keine Haushaltskundinnen und -kunden versorgt werden, als geschlossenes Netz einstufen, wenn

a) die Tätigkeiten oder Produktionsverfahren der Benutzer:innen dieses Netzes aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen verknüpft sind oder

b) mit dem Netz in erster Linie Elektrizität an den Netzeigentümer oder -betreiber oder an mit diesen verbundene Unternehmen verteilt wird.

¹⁰⁹ Ein Netzbetrieb für Bürgerenergiegemeinschaften wurde vom österreichischen Gesetzgeber nicht umgesetzt.

¹¹⁰ Anzumerken bleibt, dass sich aus Sicht der Netzbetreiber dann zwei Kunden bzw. Kundinnen eine Netzanschlussanlage teilen (einem ist der Bezugszählpunkt zugeordnet, dem anderen der Einspeisezählpunkt). Damit teilen sie auch das Schicksal des Anschlusses: die Abschaltung z.B. wegen Kündigung des Lieferanten oder Verletzung der vertraglichen Pflichten ist nur je Anschluss und nicht für einzelne Zählpunkte möglich.

Abkürzungsverzeichnis

AB ÖKO	Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle
Abs	Absatz
Art	Artikel
AVB	Allgemeine Verteilernetzbedingungen
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
B-VG	Bundes-Verfassungsgesetz
DC	Gleichstrom
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EBE	Endgültige Betriebserlaubnis
E-ControlG	E-Control-Gesetz
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-EnLD-VO	Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung
EIWOOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
END-VO	Netzdienstleistungs-Verordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
E-Stat-VO	Elektrizitätsstatistikverordnung
ETG	Elektrotechnikgesetz
ETV	Elektrotechnik-Verordnung
EU	Europäische Union
EZZ	Erlaubnis zur Zuschaltung
FRT	Fault Ride-Through
idF	in der Fassung
idgF	in der geltenden Fassung
i. d. R.	in der Regel
KBM-V	Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung
KfE	Kuratorium für Elektrotechnik
kW	Kilowatt
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency
MS	Mittelspannung
N/A-Schutz	Netz- und Anlagenschutz
NC	Network Code
ND	Niederspannung
NE	Netzebene
NÖ BO	NÖ Bauordnung
NÖ EIWG	NÖ Elektrizitätswesengesetz
NZE	Netzzutrittsentgelt
OGH	Oberster Gerichtshof
Oö. EIWOOG	Oberösterreichisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

ÖSG	Ökostromgesetz
OVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
PV	Photovoltaik
RfG	Requirements for Generators
RL	Richtlinie
SNE-V	Systemnutzungsentgelte-Verordnung
SOGL	System Operation Guideline
SoMa	Sonstige Marktregeln Strom
TAEV	Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt
TOR	Technische und organisatorische Regeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBE	Vorübergehende Betriebserlaubnis
VLAN	Virtual Local Area Network
VNB	Verteilernetzbetreiber
VPN	Virtual Privat Network
vZP	virtueller Zählpunkt
WVO	Wechselverordnung
ZP	Zählpunkt

Quellenverzeichnis

- [1] Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle (AB-ÖKO), zuletzt genehmigt per Control am 07.12.2021
- [2] Bundes-Verfassungsgesetz (B-VG), StF: BGBl. Nr. 1/1930 (WV) idF
- [3] Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), StF: BGBl. I Nr. 110/2010
- [4] Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung und zur Durchführung eines Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich (Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017, E-EnLD-VO 2017), StF: BGBl. II Nr. 415/2016 idgF
- [5] Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätsstatistikverordnung 2016), StF: BGBl. II Nr. 17/2016 idgF
- [6] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), StF: BGBl. I Nr. 150/2021 idgF
- [7] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (Deutschland, BGBl. I S. 1066) idgF
- [8] Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingeführt wird (Elektrizitätsabgabegesetz), StF: BGBl. Nr. 201/1996
- [9] Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU
- [10] Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010), StF: BGBl. I Nr. 110/2010 idgF
- [11] Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012), StF: BGBl. II Nr. 477/2012
- [12] Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiete der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992), StF: BGBl. Nr. 106/1993 idgF
- [13] Verordnung der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort über Sicherheit, Normalisierung und Typisierung elektrischer Betriebsmittel und elektrischer Anlagen (Elektrotechnik-Verordnung 2020 – ETV 2020), StF: BGBl. II Nr. 308/2020 idgF
- [14] NÖ Bauordnung 2014 (NÖ BO 2014), StF: LGBl. Nr. 1/2015 idgF
- [15] NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005, StF: LGBl. 7800-0 idgF
- [16] Netzzutrittsentgelt

- [17] Landesgesetz, mit dem das Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 erlassen wird (Oö. ElWOG 2006), StF: LGBl.Nr. 1/2006 idgF
- [18] Elektrische Niederspannungsanlagen, Ausgabe 2019-01-01 idgF
- [19] OVE EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2020 12 01
- [20] Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Festanschluss an das Niederspannungsnetz, Ausgabe 2016-11-01
- [21] Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen, Ausgabe 2020 03 01
- [22] Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), StF: BGBl. I Nr. 75/2011 idgF
- [23] Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen (RfG Anforderungs-V), StF: BGBl. II Nr. 56/2019
- [24] Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von Schwellenwerten für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D gemäß Artikel 5 Abs 3 der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG Schwellenwert-Verordnung, RfG Schwellenwert-V), StF: BGBl. II Nr. 55/2019
- [25] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
- [26] Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018), StF: BGBl. II Nr. 398/2017
- [27] Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen Anforderungen für den Datenaustausch (SOGL Datenaustausch-V), StF: BGBl. II Nr. 316/2021
- [28] Sonstige Marktregeln Strom, Zählwerte und standardisierte Lastprofile, Version 3.8, E-Control
- [29] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, TOR Begriffe: Begriffsbestimmungen, Erläuterungen, Quellenverweise, Version 1.1, E-Control
- [30] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen (Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV), Version 1.2, E-Control
- [31] Systemschutzplan Österreich: Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen, ausgearbeitet durch ÖE/Experten Pool Defence Plan, 2021

- [32] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, Version 2.4, E-Control
- [33] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, TOR Teil F: Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung, Version 2.2, E-Control
- [34] Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung), Ausgabedatum: 2019-04
- [35] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Ausgabedatum: 2018-11
- [36] Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen und deren Betrieb – TAR Mittelspannung, Ausgabedatum: 2018-11
- [37] Verordnung der E-Control über den Wechsel, die Anmeldung, die Abmeldung und den Widerspruch (Wechselverordnung 2014, WVO 2014), StF: BGBl. II Nr. 167/2014 idgF
- [38] Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Methode der verfügbaren Einspeisekapazität gemäß § 20 EIWOG 2010 festgesetzt wird (Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 – KBM-V 2022)
- [39] Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist

Anhang

A1 Weitere erhobene Hemmnisse

Hemmnis #24: Unterschiedliche Voraussetzungen für Baubewilligungen

Kurzbeschreibung: Die auslösenden Faktoren, welche zu einer Bauanzeige- oder Baubewilligungspflicht bei PV-Projekten führen, sind bundeslandübergreifend sehr unterschiedlich geregelt.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Die Bauordnungen bzw. in weiterer Folge die Voraussetzungen für Bauanzeige- und Baubewilligungspflichten werden in den einzelnen Bundesländern verschieden geregelt. Historisch bedingt sind die jeweiligen Grenzen dementsprechend unterschiedlich. Je nach Bundesland gibt es z. B. verschiedene Schwellwerte für die Notwendigkeit einer Bauanzeige oder einer Baubewilligung, wobei der Mehraufwand einer Baubewilligung eindeutig hervorzuheben ist. Auch die Faktoren, die eine Anzeige oder Baubewilligung auslösen, sind sehr unterschiedlich und beziehen sich auf unterschiedliche Höhen des Gebäudes, Höhen der Anlage, Größe der Anlage in kWp und/oder Größe der Anlage in m².

Hemmnis #25: Frühe Detailplanung für Bewilligungsverfahren

Kurzbeschreibung: Für das Bewilligungsverfahren von Gebäuden sind Informationen über integrierte PV-Anlagen erforderlich, die erst mit der Ausführungsplanung zur Verfügung stehen. Das erhöht die Planungskosten in der Frühphase des Projekts und birgt ein Planungsrisiko.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Für das Bewilligungsverfahren von Gebäuden mit integrierter PV-Anlage werden bereits Angaben zu Wechselrichter-Anzahl und -Typ, Schutzmaßnahmen für Netzersatzschaltung und Verbraucherinnen und Verbrauchern an der Lastabwurfschiene verlangt. Diese Unterlagen der Detailplanung werden von den ausführenden Unternehmen jedoch in der Regel erst nach der Auftragserteilung bereitgestellt. Diesbezüglich wurde ebenso genannt, dass grob Übersichtspläne (erstellt durch den Anlagenerrichter:innen) nicht akzeptiert werden und eine befugte Planverfasserin bzw. ein befugter Planverfasser (Ingenieurbüro) notwendig ist. Zusammenfassend sind viele Vorgaben nicht vorab einsehbar, werden dementsprechend nachgefordert und erhöhen so die Planungskosten in der Frühphase des Projekts (steigendes Planungsrisiko).

Hemmnis #26: Komplexe und heterogene Bewilligungsverfahren

Kurzbeschreibung: Abweichende Anforderungen aus den Bauordnungen der Bundesländer sowie unterschiedliche Bewilligungsverfahren aus anderen Rechtsmaterien führen zu langen, komplexen und kostenaufwändigen Bewilligungsverfahren für PV-Anlagen.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Je nach Bundesland existieren unterschiedliche Anforderungen an Baugenehmigungsverfahren für PV-Anlagen. Insbesondere bei Schutzzonen, welche im städtischen Bereich vermehrt auftreten, werden unterschiedliche Gutachten, wie z. B. statische Stellungnahmen (Geringfügigkeitsgutachten), vollständige Statikgutachten oder Blend- und Brandgutachten, eingefordert. Für kleine PV-Anlagen stellt dies einen unverhältnismäßigen Mehraufwand dar.

Des Weiteren werden im Zuge des Baugenehmigungsverfahrens sowie im elektrizitätsrechtlichen Verfahren bereits Vorgaben zur Umsetzung von elektrotechnischen Normen und Richtlinien festgelegt¹¹¹. Diese Vorgaben führen zu Unverständnis bei Errichter:innen, da die Umsetzung der Anlage (nach dem aktuellen Stand der Technik) dem verantwortlichen Unternehmen obliegt. Zur Verfahrensbeschleunigung wäre es möglich, das Baubewilligungsverfahren und das elektrizitätsrechtliche Verfahren synchron zu bearbeiten. In der Praxis wird jedoch oft mit dem Start des elektrizitätsrechtlichen Verfahrens auf den Abschluss des Baubewilligungsverfahrens gewartet, wodurch sich zumeist eine weitere Verzögerung des Projektstarts ergibt.

Hemmnis #27: Fristen und Vorgaben zu Förderungen machen Projekte komplexer

Kurzbeschreibung: *Förderungsvoraussetzungen und Fertigstellungsfristen führen in Kombination mit notwendigen Behördenverfahren zu hoher Komplexität bei der Projektplanung.*

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Unterschiedliche Vorgaben, Voraussetzungen und Abläufe erschweren die Abwicklung der Förderungen. Hervorzuheben sind die unterschiedlichen Fristen für die Einreichung, Fertigstellung und Inbetriebnahme, die in Kombination mit anderen notwendigen Verfahren, wie Widmungen oder Bewilligungen etc., die Komplexität eines PV-Projekts zusätzlich erhöhen.

Nicht-kontinuierliche Förderungen führen zudem zu einem stockenden Markt und „wellenartigen“ Anfragen bei Unternehmen und Netzbetreibern.

Hemmnis #28: Erdschlussüberwachung auf Niederspannungsebene

Kurzbeschreibung: *Bei Stromerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz kann eine Erdschlussüberwachung erhebliche Zusatzkosten verursachen.*

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Gemäß TOR Erzeuger kann ein Netzbetreiber auch für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf der Niederspannungsebene eine Erdschlussüberwachung fordern. Die technische Zweckmäßigkeit bei kleineren oder nicht-inselnetzfähigen PV-Anlagen ist jedoch zu hinterfragen, da die Erdschlussproblematik auch in IEC 62109-2 behandelt wird und eine Erdschlussüberwachung auf

¹¹¹ Meist der OVE R11

Niederspannungsebene deutliche Zusatzkosten verursachen kann. Für ein effizientes und ausfallsicheres Stromnetz sollten außerdem keine unnötigen Betriebsmittel in das System eingeführt werden.

Hemmnis #29: Unterschiedliche Vorgaben zu Wandlermessschranken

Kurzbeschreibung: Österreichweit existieren unterschiedliche Vorgaben zur Notwendigkeit von Wandlermessungen und zu den Kosten von vorgegebenen Wandlermessschranken.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Eine Messung über Spannungswandler wird zumeist ab einer Absicherung mit 50 A bzw. 63 A (ca. 35 kW bzw. 43 kW) vorgeschrieben. Österreichweit gibt es unterschiedliche Vorgaben für den umzusetzenden Wandlermessschrank und dadurch auch unterschiedliche Kosten. Die Kosten exklusive Montage belaufen sich (gemäß Workshop 02/2022) je nach Netzbetreiber und Anlage auf ca. 3000 (170 kW) bis 6000 € (436 kW).

Hemmnis #30: Kategorisierung von kleinen Erzeugungsanlagen auf Kraftwerken oder Betrieben als Typ D

Kurzbeschreibung: Neue kleinere Stromerzeugungsanlagen, die über ein bestehendes Kraftwerk oder einen bestehenden Industriebetrieb mit dem Hochspannungsnetz verbunden sind, müssen ohne Freistellungsverfahren gemäß RfG-VO alle Anforderungen für Stromerzeugungsanlagen vom Typ D erfüllen und werden dadurch nicht umgesetzt.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Neue kleinere Stromerzeugungsanlagen oder -einheiten, die in eine bestehende, an das Hochspannungsnetz angeschlossene Anlage von Netzbenutzer:innen¹¹² einspeisen, werden aufgrund dieses Netzanschlusspunkts als Stromerzeugungsanlage vom Typ D klassifiziert und müssen daher die strengsten Anforderungen aus der RfG Anforderungs-V bzw. den TOR Erzeuger Typ D erfüllen. Ein Verfahren zur Freistellung von solchen Anlagen gemäß RfG-VO ist zwar prinzipiell möglich, aber kostenintensiv und langwierig. Viele dieser Projekte werden daher in der Folge nicht umgesetzt.

Hemmnis #31: Keine Standardisierung des Rückleistungsschutzes

Kurzbeschreibung: Es gibt derzeit keine Standardisierung des Rückleistungsschutzes zur Verhinderung der Überschusseinspeisung bei Direktleitungen.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Werden Kundinnen und Kunden, die an das öffentliche Netz angeschlossen sind, von einem Dritten als Investoren und Investorinnen mittels Stromliefervertrag (Power Purchase Agreement) über eine Direktleitung versorgt, so ist die Einspeisung des Erzeugungsüberschusses über den fremden Zählpunkt nicht erlaubt. Die Überschusseinspeisung ist mit einer entsprechenden technischen Einrichtung, in der

¹¹² Z. B. Kraftwerk, aber auch Industriebetrieb

Form eines Rückleistungsschutzes oder einer abgesicherten Regelung und allfälliger Kommunikation zur Koordination von Betriebsstillständen zu verhindern. Derzeit existieren dafür keine einheitlichen Ausführungsbestimmungen, wodurch es zu Planungsunsicherheiten und einem erhöhten Administrationsaufwand kommt.

Hemmnis #32: Hohe Projektkosten für die widmungskonforme Errichtung von PV-Anlagen auf WKA-Stellflächen

Kurzbeschreibung: Befestigte Stellflächen neben Windrädern können aus widmungstechnischen Gründen nicht für PV-Anlagen genutzt werden.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Windkraftanlagen besitzen befestigte Kranstellflächen für Bau- und Reparaturarbeiten. Diese Stellflächen könnten für die Stromproduktion aus Photovoltaik verwendet werden. Das Potential einer südseitigen Stellfläche bei einer Windkraftanlage beträgt ca. 150 kWp. Rund 1300 Windkraftanlagen sind derzeit in Österreich installiert und verfügen auch über einen entsprechenden Netzanschluss. Zurzeit können diese Flächen jedoch ohne eine entsprechende Widmung nicht für eine PV-Anlage genutzt werden. Im Zuge eines Widmungsverfahrens fallen für diverse Verfahrensschritte Kosten an (Gutachten, Einreichunterlagen, Behördenverfahren etc.).

Des Weiteren besteht die Anforderung, dass die PV-Anlage für den Bedarfsfall mobil ausgeführt werden muss, um diese z. B. für Kranarbeiten entfernen zu können. Es existieren auch Bedenken, dass mit einer Ausnahmeregelung für mobile PV-Anlagen Umgehungen einer widmungskonformen Nutzung geschaffen werden könnten.

Hemmnis #33: Flächenwidmung für Netzanschlussantrag bei PV-Freiflächenanlagen

Kurzbeschreibung: Teilweise verlangen Netzbetreiber zur Bearbeitung von Netzanschlussanträgen für PV-Freiflächenanlagen eine entsprechende Flächenwidmung. Umgekehrt werden Flächenwidmungen oftmals nicht behandelt, wenn keine Informationen zu verfügbaren Netzkapazitäten vorhanden sind.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Je nach Raumordnungsgesetz und Bundesland sind entsprechende Widmungen für den Bau einer PV-Freiflächenanlage notwendig. Für den positiven Abschluss eines Widmungsverfahrens ist ein aufwändiges Genehmigungsverfahren zu durchlaufen. Viele Netzbetreiber setzen eine Genehmigung voraus, um eine Netzanschlussanfrage zu bearbeiten. Von den Gemeinden, in deren Kompetenz die Widmungsverfahren stehen, wird wiederum die Verfügbarkeit der erforderlichen Netzkapazität vorausgesetzt, um das Widmungsverfahren zu beginnen. Es besteht somit eine Wechselbeziehung zwischen den Prozessen, die nicht eindeutig definiert ist und zu deutlichen Verzögerungen im Verfahren führen kann.

Hemmnis #34: Unklare Entscheidungsgrundlagen für PV-Eignungszonen

Kurzbeschreibung: Die Auswahl der im Juli 2021 festgelegten burgenländischen Eignungszonen für Freiflächenanlagen erfolgte nach einem nicht vollständig transparenten Verfahren.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Eignungszonen stellen ein probates Mittel für einen langfristig geregelten Ausbau von PV-Freiflächenanlagen dar, sofern sie eine Beschleunigung der Projektumsetzung ermöglichen. Die burgenländische Landesregierung hat als erstes Bundesland im Juli 2021 eine solche Zonierung durchgeführt. Im Zuge der durchgeführten Befragung wurden diesbezüglich die folgenden Unstimmigkeiten genannt:

1. Keine ausreichende Einbindung der Gemeinden im Vorfeld durch die Projektwerbenden. Der Gestaltungsspielraum der Gemeinden im Zonierungsprozess war dadurch beschränkt.
2. Die Einreichung potenzieller Flächen für Eignungszonen durch interessierte Unternehmen, Gemeinden oder Privatpersonen basierte auf einem nicht vollkommen transparenten Verfahren. Weder eine Ansprechperson noch die Möglichkeit von Einmeldungen wurden offiziell kommuniziert. Einmeldungen wurden teilweise nicht bestätigt.
3. Es handelt sich um keine umfassende Zonierung, sondern lediglich um eine punktuelle Zonierung der eingemeldeten Flächen. Dadurch ergibt sich der Sachverhalt, dass potenziell geeignete Flächen, die direkt neben einer zonierten Fläche liegen, nicht inkludiert wurden.

Das beschriebene Vorgehen hemmt eine naturverträgliche, gesellschaftlich ausgewogene Errichtung von PV-Freiflächenanlagen, insbesondere angesichts weiterer (österreichweit) geplanter Zonierungen.

Hemmnis #35: Unklare Entscheidungsgrundlagen bei Flächenwidmungen für PV-Anlagen

Kurzbeschreibung: Entscheidungsgrundlagen zu Umwidmungen sind oftmals nicht nachvollziehbar.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Für den Bau einer PV-Freiflächenanlage ist, je nach Bundesland, eine entsprechende Flächenwidmung (z. B. Grünland-PV) erforderlich. Die Widmungskompetenz liegt laut Bundesverfassung in der Kompetenz der Kommunen. Die Änderung des Flächenwidmungsplans beschließt der Gemeinderat. In einem Bundesland wurden günstig gelegene Projekte (Nahebereich von Netzinfrastruktur) abgelehnt, obwohl im Zuge der Projektumsetzung eine entsprechende Einbindung in das Landschaftsbild geplant gewesen wäre. Klare Vorgaben zur landschaftlichen Einbindung existieren derzeit nur vereinzelt auf Bundesländerebene. Die Vorgaben sind teilweise sehr restriktiv. Die projektspezifisch durchgeführten Abwägungen seitens der Entscheidungsträger:innen reduzieren die Planbarkeit von Projekten signifikant.

Hemmnis #36: Fachkräftemangel

Kurzbeschreibung: Aufgrund der kontinuierlich steigenden Nachfrage nach PV-Anlagen herrscht sowohl in den Bereichen Anlagenmontage, Projektplanung und Projektmanagement als auch im Bereich des Netzanschlusses und Netzausbaus ein Bedarf an zusätzlichem Personal.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Aufgrund der nunmehr sehr stark steigenden Nachfrage nach PV-Anlagen entlang der gesamten PV-Wertschöpfungskette steigt auch der Personalbedarf signifikant. In der Produktion, der Anlagenplanung (inkl. Genehmigung) sowie vor allem bei der Montage und im Bereich des Netzanschlusses sind zusätzliche Arbeitskräfte aller Ausbildungsklassen erforderlich, um die Nachfrage bedienen zu können. Ersichtlich ist dies an den deutlichen Verzögerungen in so gut wie allen Phasen der Projektabwicklung von PV-Anlagen.

Hemmnis #37: Fehlende Kompetenz für vollständige Montage von PV-Modulen

Kurzbeschreibung: Aufgrund gewerberechtlicher Bestimmungen ist es (mit Ausnahmen) nur einer Elektrikerin bzw. einem Elektriker erlaubt, PV-Module bei der Montage zusammenzustecken. Abseits einer entsprechenden Ausbildung (Lehre oder HTL) gibt es keine Möglichkeit, diese Kompetenz zu erhalten.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Keine derzeit verfügbare Ausbildung, außer der Abschluss einer Lehrausbildung als Elektrikerin oder Elektriker oder der Nachweis einer mehrjährigen einschlägigen Berufserfahrung mit vorhergehendem Abschluss einer einschlägigen Ausbildung an einer Höheren Technischen Lehranstalt, ermöglicht das Erlangen der gewerberechtlichen Kompetenz zum „Zusammenstecken von PV-Modulen“. Daraus ergibt sich die Situation, dass bei berufsbegleitenden Ausbildungen abseits der oben erwähnten Lehrausbildung zwar die Montage von Modulen vermittelt, letztendlich aber der wichtige Teil der Anschlussarbeiten nicht ausgeführt werden darf. Dementsprechend sinkt der Vorteil für Unternehmen, eine Montage-Ausbildung ihrer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zu finanzieren, wodurch auch die Qualität der Montage sinkt.

Zwar existiert für die Montage von PV-Modulen ein freies Gewerbe. Wie der exakte Wortlaut des freien Gewerbes unterstreicht („Montage von Solar- und Photovoltaikmodulen ohne Anschlussarbeiten“), ist das „Zusammenstecken“ von Modulen in diesem Gewerbeumfang jedoch nicht abgedeckt. Damit kann dieses neue Gewerbe kaum zur Entlastung des aktuellen Fachkräftemangels im Bereich der PV-Anlagen beitragen.

Es ist hervorzuheben, dass Module zwar theoretisch ohne Anschlussarbeiten montiert, die Anschlussarbeiten aufgrund des Aufbaus bei Dach- und Fassadenanlagen jedoch nicht nachträglich durch die Elektrikerin bzw. den Elektriker durchgeführt werden können. In der Praxis führt dies dazu, dass entweder Module durch die ausführenden Unternehmen „einfach zusammengesteckt“ werden oder sich während der gesamten Montagearbeiten eine Elektrikerin bzw. ein Elektriker auf dem Dach oder am Gerüst befinden muss, um das Verbinden der Module durchzuführen. Im Zuge des Nebenrechts existieren Ausnahmen für die Durchführung von Anschlussarbeiten für PV-Anlagen, für

den Fall, dass eine Mitarbeiterin oder ein Mitarbeiter mit entsprechender elektrischer Lehrabschlussprüfung verfügbar ist. In Summe ist die aktuelle gewerberechtliche Lage für ausführende Unternehmen zum Teil unklar bzw. hinderlich und hemmt die Ausbildung neuer Fachkräfte.

Hemmnis #38: Entfall der Betriebsanlagengenehmigung für PV-Anlagen nicht anerkannt

Kurzbeschreibung: PV-Anlagen müssen seit einem Erlass im März 2021 keine Betriebsanlagengenehmigungen mehr erfüllen. Nicht alle Behörden handeln nach diesem Erlass.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Eine Betriebsanlage ist eine örtlich gebundene Einrichtung zum Betrieb des Unternehmens und bedarf einer Bewilligung, wenn durch die von der Betriebsanlage ausgehenden Emissionen insbesondere die Nachbarschaft, aber auch allgemein die Umwelt, negativ betroffen sein können.

Mit Bezug auf den Klimaschutz und die Entwicklung des Wirtschaftsstandorts Österreich wurde jedoch am 1. März 2021 der Erlass „Gewerbliche Betriebsanlagen Photovoltaikanlagen als Bestandteil gewerblicher Betriebsanlagen“ veröffentlicht. Darin wurde verlautbart, dass keine Betriebsanlagengenehmigungen für PV-Anlagen notwendig sind, außer für den Fall von ungewöhnlichen oder gefährlichen örtlichen Umständen.

Trotz dieses Erlasses wird seitens mancher Bezirksverwaltungsbehörden eine Betriebsanlagengenehmigung gefordert. Dies ist insofern kritisch, da bei „besonderen Umständen“ (nach Ermessen der Bezirksverwaltungsbehörde) die Einforderung einer Betriebsanlagengenehmigung umzusetzen ist.

Hemmnis #39: Unklarheit bei Meldung bezüglich Elektrizitätsabgabe

Kurzbeschreibung: Nach der Befreiung des Eigenverbrauchs aus selbst erzeugtem Strom auf Basis erneuerbarer Energie von der Elektrizitätsabgabe ist nicht klar, ob Anlagen weiterhin an das Finanzamt gemeldet und Aufzeichnungen geführt werden müssen und welche Grenzen zu beachten sind.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Laut § 2 Abs 4 Elektrizitätsabgabengesetz gilt per 14. Februar 2022, dass alle erneuerbaren Stromerzeuger:innen von der Elektrizitätsabgabe auf selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom befreit sind. Vor dieser Änderung mussten Anlagen mit einem Selbstverbrauch von über 25.000 kWh/a eine Meldung an das Finanzamt übermitteln, Elektrizitätsabgabe bezahlen, Aufzeichnungen führen und Jahreserklärungen abgeben. Problematisch ist, dass durch die Änderung des Elektrizitätsabgabengesetzes auch die Umsetzungsverordnung sowie der dazugehörige Erlass, in denen Details geregelt wurden, nicht mehr gültig sind. Laut Umfragerückmeldungen ist nun unklar, ab welcher Grenze und ob PV-Anlagen mit dem Entfall der Elektrizitätsabgabe eine Anlagen-Meldepflicht, Aufzeichnungspflicht, Jahresabgabepflicht über erzeugte, eingespeiste und selbst verbrauchte Strommenge durchführen müssen und mit welchen Formularen dies an das Finanzamt zu übermitteln ist.

Hemmnis #40: Keine virtuellen Zählpunkte bei Ökostromförderung

Kurzbeschreibung: Die Allgemeinen Bedingungen der Ökostromstelle untersagen die Nutzung von „virtuellen Zählpunkten“.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Wird eine Stromerzeugungsanlage (z. B. eine PV-Anlage) nachträglich mit einer nach dem Ökostromgesetz geförderten Anlage kombiniert, wäre es für die Abrechnung notwendig, zwischen dem erzeugten Strom aus den verschiedenen Stromerzeugungseinheiten zu unterscheiden. Hierfür würden „virtuelle Zählpunkte“ ein probates Mittel darstellen. Dabei wird zusätzlich zur existierenden Zählstelle (physischer Zählpunkt) eine weitere Messeinrichtung installiert, um über Differenzbildung und virtuelle Zählpunkte die Energie korrekt auf Energieträger zuordnen zu können.

Für Anlagen, die nach dem Ökostromgesetz gefördert werden, ist dies jedoch nicht möglich, da die Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle (AB-ÖKO) eine Nutzung von virtuellen Zählpunkten untersagen. Dies ist insofern hervorzuheben, da Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen meist durch das Ökostromgesetz gefördert werden und mögliche Synergien hinsichtlich Gleichzeitigkeit und Netzanschlusskapazitäten nicht genutzt werden können.

Hemmnis #41: Keine vereinfachte Beschlussfassung für PV in Wohnhausanlagen

Kurzbeschreibung: Eine „vereinfachte Beschlussfassung“ ohne die Zustimmung aller Miteigentümer:innen ist für die Installation einer PV-Anlage auf Wohnhausanlagen nicht möglich.

Beschreibung auf Basis der Erhebung

Die Novellierung und Modernisierung des Wohnungseigentumsgesetzes (WEG) erfolgt unter dem Gesichtspunkt, den Energiebedarf für Gebäude zu verringern. Entsprechende Maßnahmen, wie etwa der Einbau von PV-Anlagen, sollen daher ab dem 01.07.2022 durch eine „vereinfachte Beschlussfassung“ möglich sein. Diese Vereinfachung ist jedoch lediglich für PV-Anlagen, die an einem als Reihenhaus oder Einzelgebäude errichteten Wohnungseigentumsobjekt errichtet werden, anwendbar. Dadurch bestehen für die hauptsächlich bei größeren Wohnhausanlagen umgesetzten Gemeinschaftsanlagen nach wie vor erhebliche Probleme in der Praxis, da hier weiterhin eine aktive Zustimmung anderer Eigentümer:innen benötigt wird. Die Umsetzung scheitert dahingehend oftmals bereits am fehlenden Interesse anderer Eigentümer:innen. Hintergrund für die notwendige aktive Zustimmung dürfte die, nach derzeitiger Rechtslage theoretisch mögliche, Beeinträchtigung von schutzwürdigen Interessen (von Eigentümer:innen) durch eine PV-Anlage darstellen.