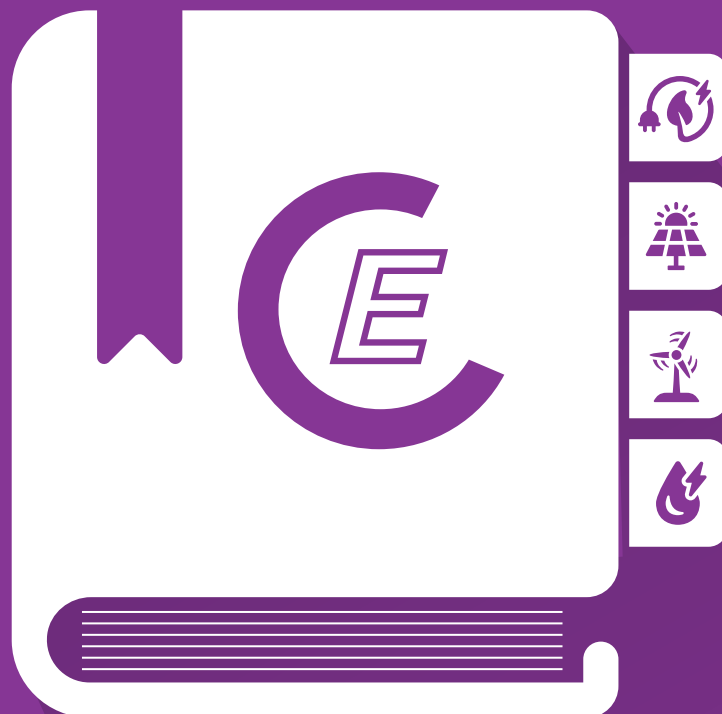


AKTIONSPLAN NETZANSCHLUSS 2024

UNSERE ENERGIE UNTERSTÜTZT ERNEUERBAREN-ZIELE.





Aktionsplan Netzanschluss

Version 2.0

25.11.2024

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| Zusammenfassung | 4 |
| 1 Einleitung | 5 |
| 2 Der Weg zur eigenen PV-Anlage | 6 |
| 2.1 Planung und Beauftragung | 7 |
| 2.2 Netzzutritt und -zugang | 8 |
| 2.3 Förderung | 8 |
| 2.4 Errichtung und Betrieb | 9 |
| 3 Herausforderungen und Aktionen | 10 |
| 3.1 Herausforderungen bei Planung und Beauftragung | 11 |
| 3.1.1 Herausforderung: Anträge über Online-Portal | 12 |
| 3.2 Herausforderungen bei Netzzutritt und -zugang | 12 |
| 3.2.1 Herausforderung: Standardisierung und Beschleunigung der Netzanschlussbeurteilung im Rahmen des vereinfachten Netzzugangs | 14 |
| 3.2.2 Herausforderung: Rasche Umsetzung der Digitalisierung | 18 |
| 3.2.3 Herausforderung: Fehlende Netzkapazitäten | 19 |
| 3.2.4 Herausforderung: Transparenz verfügbarer Netzkapazitäten | 22 |
| 3.3 Herausforderungen bei der Förderung | 23 |
| 3.3.1 Herausforderung: Transparenz bei Förderungen | 23 |
| 3.4 Herausforderungen bei Errichtung und Betrieb | 23 |
| 3.4.1 Herausforderung: Wartezeiten bei Inbetriebnahme | 23 |
| 3.4.2 Herausforderung: Registrierung in der Herkunftsnachweisdatenbank | 24 |
| 3.5 Weitere Herausforderungen und Aktionen | 25 |
| 3.5.1 Herausforderung: Unterschiedliche Vorgaben für Netztrenn- bzw. Umschalteinrichtungen | 25 |
| 3.5.2 Herausforderung: Lokale Blindleistungsregelung | 25 |
| 3.5.3 Herausforderung: Spannungsbandbewirtschaftung | 26 |
| 3.5.4 Herausforderung: Konformitätsnachweise | 27 |
| 3.5.5 Herausforderung: Kumulierung der Engpassleistungen (Maximalkapazitäten) von Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Netzbenutzer | 28 |
| 3.5.6 Herausforderung: Anwendung von Engpassleistung (Maximalkapazität), netzwirksame Leistung und Modulspitzenleistung | 28 |
| 3.5.7 Veranstaltungen und Multiplikatoren | 30 |
| 4 Datenerhebung | 33 |
| 5 Neue Aktionen des Aktionsplans Netzanschluss | 35 |
| 5.1 Herausforderung: Fernsteuerung und fernwirktechnische Schnittstelle | 35 |
| 5.2 Herausforderung: Netzanschluss von elektrischen Energiespeichern | 36 |
| 5.3 Herausforderung: Pauschalen für Netzanschlussprozesskoordination und Abnahme von Stromerzeugungsanlagen | 36 |
| 5.4 Herausforderung: Separate Lieferverträge für flexible Betriebsmittel (mittels Subzähler und virtuellen Zählpunkten) | 37 |
| 6 Quellen | 39 |
| Anhang | 42 |
| A1 Inhalte Netzentwicklungspläne für Verteilernetze | 42 |
| A2 Erhebungsumfang | 43 |
| A3 Übersicht und Status Quo der Aktionen | 45 |

Zusammenfassung

Mit dem „Aktionsplan Netzanschluss“ verfolgt die E-Control das Ziel, die rasche Umsetzung der Erneuerbaren-Ziele zu unterstützen. Um den Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen in Österreich zu beschleunigen, sind im Aktionsplan eine Reihe an Maßnahmen vorgesehen, die den Netzanschluss von Kundenanlagen rasch ermöglichen. Der „Aktionsplan Netzanschluss“ zeigt auf, wie Herausforderungen, die beim Netzanschluss bzw. Netzzugang auftreten, von regulatorischer Seite sowie von Netzbetreibern konkret gelöst werden können, was es noch braucht, um vor allem PV-Anlagen rascher ans Netz anschließen zu können und wie die Kommunikation aller Beteiligten verbessert werden kann. Zudem werden im Aktionsplan die Prozesse, die eingehalten werden müssen, um eine PV-Anlage bis 20 kW im Niederspannungsnetz zu errichten, dargestellt.

Aus den Erhebungen der E-Control, die bei den Netzbetreibern durchgeführt wurden, geht hervor, dass es Ende 2022 knapp 250.000 Zählpunkte für PV-Anlagen in Österreich gegeben hat. 97 % davon waren auf der Niederspannungsebene angeschlossen. Bis 2030 soll die erneuerbare Stromerzeugung in Österreich um 27 TWh gesteigert werden. 11 TWh entfallen dabei auf PV, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse. Hier gilt es, in allen Bereichen massiv auszubauen. Die Ergebnisse des Ausbaus an Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen werden in den Berichten zur Erhebung Netzanschluss veröffentlicht.

Im Rahmen des „Aktionsplan Netzanschluss“ wurden eine Vielzahl an Herausforderungen identifiziert, die verschiedene Aspekte und Phasen des Netzanschlusses betreffen. Diese Phasen erstrecken sich von der Planung über den Netzzugang bis zur Inbetriebnahme der PV-Anlage. Die E-Control hat 14 konkrete Aktionen ausgearbeitet, die sowohl kurzfristige als auch mittelfristige Maßnahmen beinhalten. Die Verantwortung für die Umsetzung liegt sowohl bei der E-Control selbst als auch bei den Netzbetreibern und in der Zusammenarbeit aller Beteiligten.

Ein Schwerpunkt des Aktionsplans liegt auf der Standardisierung und Beschleunigung des Netzausbaus. Zu diesem Vorhaben gehört auch ein laufendes Monitoring, um sicherzustellen, dass die festgelegten Fristen eingehalten werden. Weiters soll das Konzept der netz wirksamen Leistung etabliert werden, um bereits vorhandene Netzkapazitäten optimal auszunutzen. Außerdem sollen für Beschränkungen der Einspeiseleistung einheitliche Regelungen und zeitliche Begrenzungen geschaffen werden. Darüber hinaus sieht der Aktionsplan den Abbau bürokratischer Hürden im Zuge der Inbetriebnahme von PV-Anlagen vor.

Durch die umfassenden Maßnahmen im „Aktionsplan Netzanschluss“ Version 1.0 sowie die Aufnahme neuer Maßnahmen in der Version 2.0 will die E-Control einen effizienteren und zügigeren Netzanschluss gewährleisten, um den Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen voranzutreiben. Die E-Control greift Verstöße gegen gesetzliche Bestimmungen in diesem Zusammenhang in Aufsichtsverfahren auf bzw. führt auf Antrag Streitschlichtungsverfahren durch.

1 Einleitung

Ein zentrales Ziel der Regulierungsbehörde ist seit ihrer Gründung die Schaffung eines angemessenen regulatorischen Rahmens im Einklang mit den gesetzlich vorgegebenen Zielen der Energiepolitik und -effizienz [1]. Österreich verfolgt das Ziel, ab dem Jahr 2030 100 % des Stromverbrauchs bilanziell durch Erneuerbare Energien zu decken [2]. Die Integration erneuerbarer, volatiler und dezentraler Stromerzeugungsanlagen bei gleichzeitiger Gewährleistung einer sicheren und leistbaren Energieversorgung macht umfangreiche Netzverstärkungen, Netzausbau, Digitalisierung und den gezielten Einsatz von Flexibilitätsleistungen notwendig. Gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) soll bis 2030 die Erneuerbare Stromerzeugung um 27 TWh gesteigert werden, wobei 11 TWh auf Photovoltaik, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse entfallen sollen [3]. Darüber hinaus enthält der integrierte österreichische Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) [4] detaillierte Pläne und weitere Zielvorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Österreich. Gemäß dem Plan soll die Stromerzeugung aus Photovoltaik bis 2030 21 TWh und bis 2040 41 TWh betragen. Der zeitgerechte Netzanschluss der dafür erforderlichen Erzeugungskapazitäten stellt eine große Herausforderung dar.

Zweckmäßige Regelungen zum Netzzutritt- und Netzzugang Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen spielen eine wichtige Rolle für die Realisierbarkeit der Erneuerbaren-Ziele. Darüber hinaus sind Netzzutritts- und zugangsregeln auch für Verbrauchsanlagen und insbesondere die stark an Bedeutung gewinnenden Betriebsmittel Wärmepumpen, elektrische Energiespeicher und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge von zentraler Bedeutung. Hier ist neben dem Erzeugungsmanagement ein Speicher- und Lastmanagement erforderlich.

Das Interesse an der Errichtung von Stromerzeugungsanlagen ist seit Beginn der Energiekrise 2022 in einem unerwarteten Ausmaß gestiegen: In vielen Netzgebieten hat sich die Zahl der Anträge auf Netzzugang für Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen vervielfacht. Dieser Anstieg an Netzanschlussbegehren ist seitens Verteilernetzbetreiber (VNB) nur mit standardisierten und digitalisierten Prozessen bewältigbar. Es hat sich gezeigt, dass die österreichischen VNB in unterschiedlichem Maße automatisierte, den neuen Herausforderungen angemessene und den tatsächlichen Lastflüssen entsprechende Prozessabläufe etabliert haben.

Mittels einer quartalsweisen Erhebung und Veröffentlichung wird zukünftig durch die E-Control der Status und der Fortschritt des Ausbaus und der Integration der Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen erfasst. Die Ergebnisse dieser Erhebung [5] werden veröffentlicht und periodisch aktualisiert.

E-Control ist es wichtig, die rasche Umsetzung der Erneuerbaren-Ziele zu unterstützen. Deshalb wurde ein Aktionsplan für den Netzanschluss erstellt, welcher eine Reihe an Aktionen für eine raschere Umsetzung von Maßnahmen vorsieht, um Netzanschlüsse der Kundenanlagen zeitnah zu ermöglichen.

Mit dem „Aktionsplan Netzanschluss Version 1.0“ werden die Herausforderungen beim Netzanschluss bzw. Netzzugang aufgezeigt, die Umsetzung der Maßnahmen zu deren Lösung beschrieben und die Entwicklung der zugehörigen Prozesse dargestellt. Mit dem „Aktionsplan Netzanschluss Version 2.0“ wird der Status der im „Aktionsplan Netzanschluss Version 1.0“ beschriebenen Aktionen und Maßnahmen erfasst und um neue Aktionen ergänzt. Im Anhang A3 sind alle Aktionen und der aktuelle Status Quo der Umsetzung übersichtlich dargestellt.

2 Der Weg zur eigenen PV-Anlage

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich schwerpunktmäßig auf den Netzzugangsprozess von PV-Anlagen mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW, weil ca. 98 % aller bisher angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen (bezogen auf die Anzahl) PV-Anlagen sind und davon über 99 % im Niederspannungsnetz angeschlossen werden (nähere Informationen zu den erhobenen Daten befinden sich in Kapitel 4).

Dieses Kapitel befasst sich mit den notwendigen Schritten, die in Zusammenhang mit der Errichtung und der Inbetriebnahme einer PV-Anlage zu beachten sind. Abbildung 1 unterteilt den Ablauf von Planung bis Inbetriebnahme einer PV-Anlage mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW in vier Phasen.

Der Fokus des „Aktionsplan Netzanschluss“ liegt auf Netzzutritts- bzw. Netzzugangsthemen¹, um Netzanschlüsse zu erleichtern. Auf eventuell notwendige baurechtliche Aspekte wird hier nicht eingegangen. Nachfolgend werden einzelne Phasen, die Netzbenutzer für die Errichtung von PV-Anlagen mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW mit den Netzbetreibern und Energielieferanten durchlaufen müssen, detailliert ausgeführt.



Abbildung 1: Vier Phasen des Ablaufs von Planung bis Inbetriebnahme von PV-Anlagen ≤ 20 kW.

¹ Der „Netzanschluss“ stellt gemäß § 7 Z 48 EIWOG 2010 [6] die physische Verbindung der Anlage eines Netzbenutzers mit dem Netzsystem dar. Der „Netzzugang“ beinhaltet gemäß § 7 Z 43 EIWOG 2010 [6] die Nutzung des Netzsystems.

2.1 Planung und Beauftragung

Den Ausgangspunkt für die Errichtung und den Betrieb einer PV-Anlage bildet eine Grobplanung durch den Interessenten bzw. Errichter der PV-Anlage. Dabei werden die prognostizierte Stromerzeugung und – sofern Verbrauchseinheiten vorhanden sind – der prognostizierte Strombedarf ermittelt. Die beiden Größen Erzeugung und Verbrauch bilden zusammen die Grundlage für die Eigenverbrauchs- und Eigenerzeugungsanalyse. Wenn zusätzliche nennenswerte Verbrauchseinheiten eingesetzt werden, wie zum Beispiel Wärmepumpen, Heiz- bzw. Klimaanlage, Ladestellen oder Speicher, so sind diese zu berücksichtigen und zumeist auch gegenüber dem Netzbetreiber meldepflichtig. Bei bestehenden Verbrauchseinheiten werden für die Analyse historische Verbräuche verwendet. Intelligente Messgeräte (Smart Meter) in der erweiterten Konfiguration² liefern ¼-stündliche Energiewerte. Ein Smart Meter verfügt außerdem über eine Kommunikationsschnittstelle, sodass der Netzbetreiber bei Bedarf die gemessenen Daten in „Echtzeit“ (2-10 s) aus dem Gerät direkt auslesen kann. Der Zugriff sowie die Spezifikation dieser Kommunikationsschnittstelle sind beim Netzbetreiber zu erhalten. Damit können Steuerungsgeräte für ein Energiemanagement³ eingebunden werden, die auf Basis der „Echtzeitdaten“ reagieren. Bei Bedarf oder bei Vorliegen von Energiespeichern kann eine PV-Anlage in Verbindung mit einem elektrischen Energiespeicher in die Planung sowie das Energiemanagement berücksichtigt werden. Bereits hier ist eine Abstimmung mit dem ausführenden Elektrofachunternehmen empfehlenswert.

Unter Berücksichtigung vorhandener Flächen (z. B. Dach, Carport, Fassade, Zaun, ...) wird die Anlagengröße und Ausrichtung ermittelt. Ebenso sollte der Standort des Wechselrichters bzw. die Leitungsführung überlegt werden. Mit diesen wichtigen Eckpunkten können konkrete Angebote von Elektrofachunternehmen eingeholt werden, diese wissen i.d.R. über Fördermöglichkeiten Bescheid.

Anschließend wird ein Elektrofachunternehmen beauftragt, die weitere Detailplanung der PV-Anlage (u. a. Auswahl der Anlagenkomponenten, Planung der Elektroinstallation usw.) durchzuführen. Je nach Standort und Ausführung der PV-Anlage sind im jeweiligen Bundesland verschiedene gesetzliche Vorgaben und mögliche Behördenwegen zu berücksichtigen. In der Projektentwicklung sollte eine Abklärung von Behördenwegen und Förderungen enthalten sein.

Wesentlich ist hier die für die geplante Nutzung ausgelegte Anlagengröße zu bestimmen und in weiterer Folge die so ermittelte Leistung der Stromerzeugungsanlage, bezogen auf die Engpassleistung unter Berücksichtigung einer möglichen Leistungsreduktion sowie der lokalen zeitgleichen Stromverbräuche, mit dem Netzbetreiber vorab und bei der nächsten Phase, siehe Abschnitt 2.2, abzustimmen.

² Beim Intelligenten Messgerät in der erweiterten Konfiguration (als Opt-in bezeichnet) gemäß § 84 Abs 2 EIWOG 2010 [6] werden ¼-stündlichen Energiewerte gemessen, im Gerät gespeichert und einmal täglich an den Netzbetreiber übermittelt. Spätestens zwölf Stunden nach ihrer Auslesung sind die Energiewerte dem Netzbetreiber im Smart-Meter-Webportal des Netzbetreibers zur Verfügung zu stellen. Diese Konfiguration ist auf ausdrücklichen Wunsch des Netzbetreibers beim Einbau des intelligenten Messgeräts zu erfolgen oder kann im Nachhinein im Webportal (Kundenportal) des Netzbetreibers eingestellt werden.

³ Mit einem Energiemanagementsystem (EMS), das gut in die Verbrauchsanlage sowie Energiespeicher eingebettet ist, kann die Energieeffizienz gesteigert und Energiekosten, Energieverbrauch sowie CO₂-Emissionen reduziert werden. Ein EMS beinhaltet die Umsetzung technischer, strategischer und organisatorischer Maßnahmen zur fortlaufenden Verbesserung der energiebezogenen Leistung.

2.2 Netzzutritt und -zugang

Beim Netzzugangsvertrag handelt es sich gem. § 7 Abs. 1 Z 55 EIWOG 2010 [6] um die individuelle Vereinbarung zwischen dem Netzzugangsberechtigten und einem Netzbetreiber, der den Netzzugang und die Inanspruchnahme des Netzes regelt. § 17a EIWOG 2010 [6] macht in diesem Zusammenhang Vorgaben für den vereinfachten Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energieträger.

In der Phase Netzzutritt und -zugang erfolgt die technische Abklärung mit dem zuständigen Netzbetreiber. Gemäß § 17a EIWOG 2010 [6] kommt für Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energieträger mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW ein vereinfachter Prozess zur Anwendung. Die Anzeige für den Netzzutritt und -zugang kann in diesem Fall meist über das Kundenportal des jeweiligen Netzbetreibers gestellt werden. Oftmals erledigt dies das mit der Errichtung der PV-Anlage beauftragte Elektrofachunternehmen. Sobald die Anzeige vollständig beim Netzbetreiber eingelangt ist, führt dieser eine Anschlussbeurteilung durch. Eine Anlage gemäß § 17a EIWOG 2010 Abs. 3 [6] ist anzuschließen, wenn keine Verweigerungsgründe vorliegen und der Verteilernetzbetreiber dem Netzbetreiber den Anschluss schriftlich bestätigt oder nach Ablauf von 4 Wochen ab vollständiger Anzeige durch den Netzbetreiber keine Entscheidung des Verteilernetzbetreibers erfolgt ist (§ 17a Abs. 4 EIWOG 2010 [6]). Die Bestätigung des Netzbetreibers enthält Informationen über die wesentlichen Inhalte der Allgemeinen Bedingungen für den Netzzugang sowie über geltende Preise und Tarife (§ 17a Abs. 5 EIWOG 2010 [6]). Gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen [7] erstellt und übermittelt der Netzbetreiber auf der Grundlage der vorgelegten und vollständigen Anzeige und seiner Anschlussbeurteilung ein Anschlusskonzept oder ein Angebot für den Netzzugang. Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise die Zählpunktbezeichnung für die Einspeisung und Vorgaben für den Anschluss und Betrieb der Stromerzeugungsanlage.

Der Verteilernetzbetreiber kann binnen 4 Wochen nach vollständiger Anzeige durch den Netzbetreiber den Netzzutritt wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten verweigern und einen anderen Netzzugangspunkt vorschlagen. In diesem Fall ist die Verweigerung dem Netzbetreiber gegenüber nachvollziehbar zu begründen (§ 17a Abs. 4 EIWOG 2010 [6]). Den Abschluss dieser Phase bildet der Netzzugangsvertrag.

2.3 Förderung

Vor bzw. parallel zur Errichtung der PV-Anlage kann nach positiver Beurteilung des Netzzutritts und -zugangs eine Abklärung über mögliche Förderungen erfolgen. Förderanträge sind bei der zuständigen Förderstelle (z. B. OeMAG, Bundesländerförderungen etc.) einzureichen. Einen Überblick von unterschiedlichen Fördermöglichkeiten wird sowohl von öffentlichen Stellen als auch von Interessensvertretungen zur Verfügung gestellt.⁴

⁴ Zum Beispiel oesterreich.gv.at: https://www.oesterreich.gv.at/themen/bauen_wohnen_und_umwelt/energie_sparen/1/Seite.2430320.html und Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA: <https://pvaustralia.at/foerderungen/>

2.4 Errichtung und Betrieb

Die elektrotechnischen Ausführungen der PV-Anlage dürfen ausschließlich von dazu befugten Gewerbetreibenden (reglementiertes Gewerbe Elektrotechnik gemäß § 94 Z 16 GewO 1994) errichtet werden. Vor Inbetriebnahme der PV-Anlage ist der Abschluss eines Energieliefervertrags für die in das Netz eingespeiste bzw. verkaufte Energie, also die nicht selbst verbrauchte Energie, notwendig. Dieser ist rechtzeitig mit einem frei wählbaren Energielieferanten zu vereinbaren.

Bevor die Inbetriebnahme erfolgen kann, muss das Elektrofachunternehmen dem Netzbetreiber mitteilen, dass die netzparallele Stromerzeugungsanlage vorschriftsmäßig errichtet wurde (Fertigstellungsmeldung). Nach der Übermittlung dieser Meldung prüft der Netzbetreiber die übermittelten Unterlagen, führt bei Bedarf eine Vor-Ort-Überprüfung durch und erteilt bei positiver Beurteilung die Betriebserlaubnis für die Anlage. Sofern nicht bereits vorhanden, wird ein Smart Meter installiert und anschließend kann die PV-Anlage in Betrieb genommen werden.

Voraussetzungen für den Betrieb der Stromerzeugungsanlage sind jedenfalls der Netzzugangsvertrag, der Energieliefervertrag und die Bestätigung über die konforme Errichtung der Stromerzeugungsanlage eines konzessionierten Elektrofachunternehmens. Nicht notwendig ist ein Einliniens Schaltbild der PV-Anlage.

Eine vorzeitige Inbetriebnahme ohne Zustimmung des Netzbetreibers ist unzulässig, der Netzbetreiber ist in diesem Fall zur sofortigen Abschaltung berechtigt. Mangels Trennbarkeit (zumeist nur eine Übergabestelle) umfasst die sofortige Abschaltung zumeist auch die mit der Erzeugungsanlage verbundene Bezugsanlage.

Die in der Abbildung 2 und Abbildung 3 mit Pfeilen dargestellten Zeitdauern beschreiben jeweils den Start- und Endpunkt der einzelnen Phasen. Dabei beschreibt t_{Antrag} die Zeitdauer zwischen Einlangen des Antrags auf Netzzutritt bzw. -zugang und der Bestätigung des Antrages, $t_{\text{Anschluss}}$ die Zeitdauer zwischen Einlangen der Zusage des Netzbenutzers zum Angebot für den Netzzugangsvertrag und den Abschluss der Maßnahmen im Verteilernetz, welche den Netzzutritt und Netzzugang des Netzbenutzers ermöglichen und t_{Betrieb} die Zeitdauer zwischen Einlangen der Fertigstellungsmeldung beim Netzbetreiber und der Erteilung der Betriebserlaubnis der Stromerzeugungsanlage.

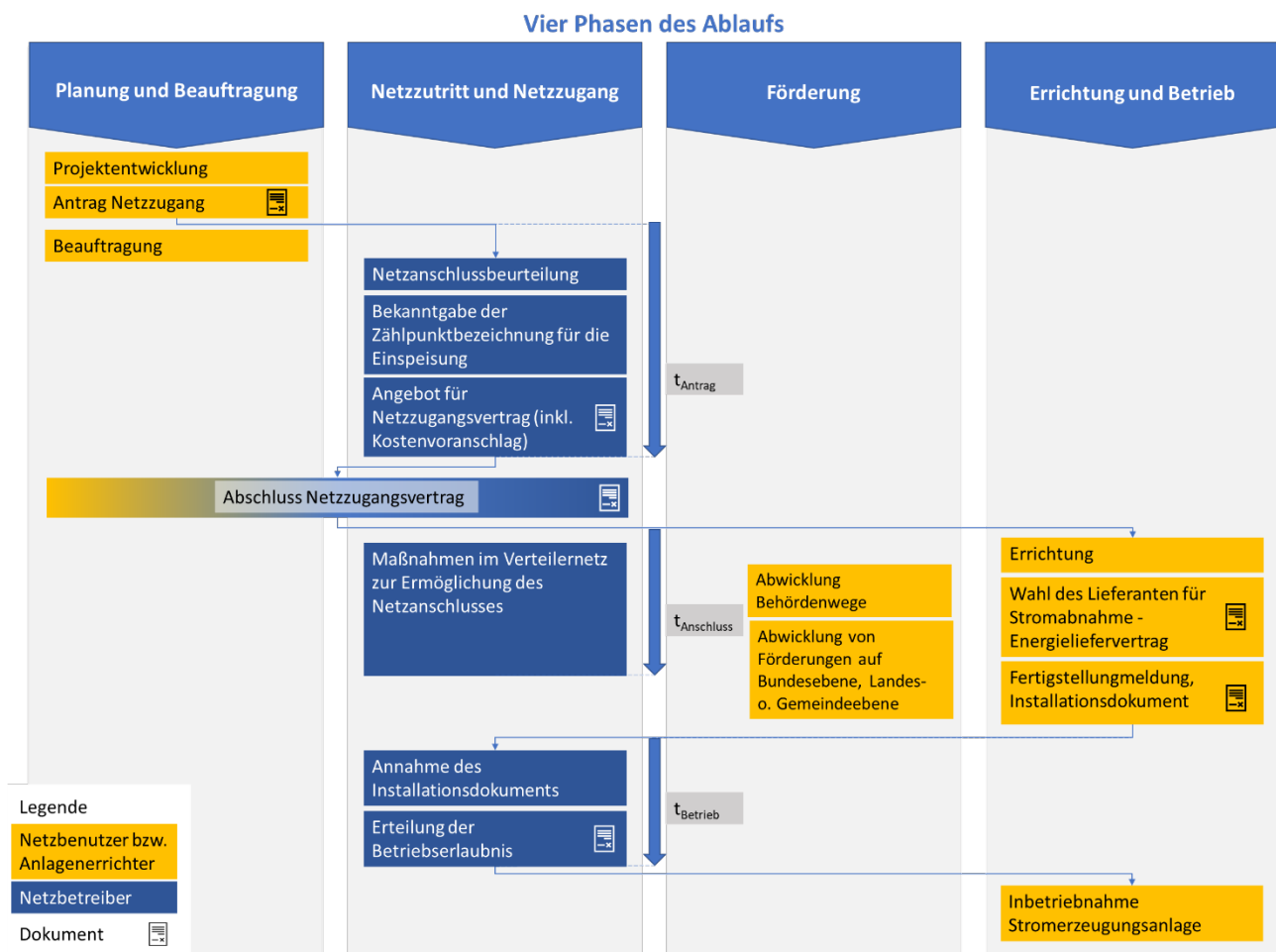


Abbildung 3: Schematischer Ablauf der Errichtung und Inbetriebnahme von PV-Anlagen mit Maßnahmen im Verteilernetz.

3.1 Herausforderungen bei Planung und Beauftragung

Diese Prozessphase ist bereits in Kapitel 2.1 beschrieben. Weiterführende Informationen zur Anzeige- und Genehmigungspflicht werden sowohl von öffentlichen Stellen als auch von Interessensvertretungen zur Verfügung gestellt⁵.

⁵ <https://pvaustria.at/wp-content/uploads/Kurzversion-Leitfaden-zur-Anzeige-und-Genehmigungspflicht-von-PV-Anlagen.pdf>

3.1.1 Herausforderung: Anträge über Online-Portal

Der Antrag auf Netzzutritt und -zugang erfolgt idealerweise über ein Online-Portal des Netzbetreibers.

Aktion 1: Anträge auf Netzzutritt und -zugang via Online-Portal

Netzkunden sollen den Antrag selbst stellen können. E-Control fordert jene Netzbetreiber auf, die bislang keine Beantragung via Online-Portal ermöglichen, dass neben bevollmächtigten Elektrofachunternehmen auch Netzbenutzern der Zugang zum Online-Portal des Netzbetreibers gewährt wird.

Ziel: Vereinfachung des Antrags via Online-Portal.

Status: Der bisherige Boom an Stromerzeugungsanlagen bis 20 kW Engpassleistung hat dazu geführt, dass viele Netzbetreiber Online-Services für ihre Netzkunden anbieten bzw. bestehende Online-Services verbessert haben. Zusätzlich wird vermehrt auf die Transparenz beim Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen geachtet. Neben bevollmächtigten Elektrofachunternehmen wird oftmals auch der Netzbenutzer über den Status des Antrags auf Netzanschluss einer Stromerzeugungsanlage im Online-Portal informiert. Dies geht teilweise so weit, dass konkrete Rückfragen des VNBS an das bevollmächtigte Elektrofachunternehmen ebenfalls im Online-Portal für den Netzbenutzer ersichtlich sind.

3.2 Herausforderungen bei Netzzutritt und -zugang

Der Betrieb einer Stromerzeugungsanlage erfordert im Vorfeld den Abschluss eines Vertrags über den Netzzugang der Stromerzeugungsanlage. Die Allgemeinen Bedingungen regeln das den Netzzutritt- und Netzzugang betreffende Rechtsverhältnis zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber.

Für kleine Anlagen, Engpassleistung ≤ 20 kW, gibt es gemäß § 17a EIWOG 2010 [6] einen vereinfachten Prozess, um den Aufwand für Netzbenutzer möglichst gering zu halten. Das Verfahren beginnt bei kleinen Erzeugungsanlagen (Engpassleistung ≤ 20 kW) mit einer Anzeige des Netzbenutzers beim Verteilernetzbetreiber und endet nach der erfolgreichen Prüfung in der Regel mit der Bestätigung der Anzeige auf Abschluss eines Vertrags über den Netzzugang, siehe Abbildung 4 (zum Prozess für § 17a Anlagen, siehe Kapitel 2.2). Die Anzeige gilt gemäß § 17a EIWOG 2010 [6] als vollständig, wenn sie folgende Angaben enthält:

- 1) Name und Anschrift des Netzbenutzers und Anschrift der anzuschließenden Anlage;
- 2) bei neu zu errichtenden Anlagen: Lageplan;
- 3) gewünschter Beginn der Einspeisung;
- 4) Höchstleistung der Anlage in kW, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzbenutzers entspricht;
- 5) Anzahl und Lage der Zählerplätze;
- 6) Anlagen- und Betriebsart (wie z. B.: Photovoltaikanlage, Kleinwasserkraftwerk, Voll- oder Überschusseinspeisung);
- 7) Prognostizierte Jahresmenge in kWh;
- 8) bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen sind die Informationen gemäß § 16a EIWOG 2010 [6] zu übermitteln.

Diese Inhalte decken sich größtenteils mit den Mindestinformationen bzw. Mindestangaben der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (END-VO 2012) [8]. Darüberhinausgehende Unterlagen sind bei leistungskleinere Anlagen (≤ 20 kW) gemäß § 17a EIWOG 2010 nicht erforderlich.

Nach Eingang einer vollständigen Anzeige prüft der Verteilernetzbetreiber die Anfrage. Sofern keine Verweigerungsgründe (begründete Sicherheitsbedenken oder technische Inkompatibilität der Systemkomponenten) vorliegen, stellt der Verteilernetzbetreiber einen Netzzugangsvertrag aus. Dieser beinhaltet die Zählpunktbezeichnung für die Einspeisung.

Gemäß § 4 END-VO 2012 [8] hat der Verteilernetzbetreiber dem Netzbenutzer innerhalb von zwei Wochen (t_{Antrag}) nach vollständigem Antrag auf Netzzugang mit einem konkreten Vorschlag betreffend der weiteren Vorgangsweise – insbesondere unter Angabe einer Ansprechperson und der voraussichtlichen Dauer bis zur Ermöglichung des Netzzugangs – zu antworten. Gemäß § 17a EIWOG 2010 [6] hat der Verteilernetzbetreiber innerhalb einer Frist von 4 Wochen nach vollständiger Anzeige durch den Netzbenutzer mit einer Anschlussbestätigung zu reagieren, sofern keine Verweigerungsgründe vorliegen. Eine Verweigerung ist dem Netzbenutzer nachvollziehbar zu begründen.

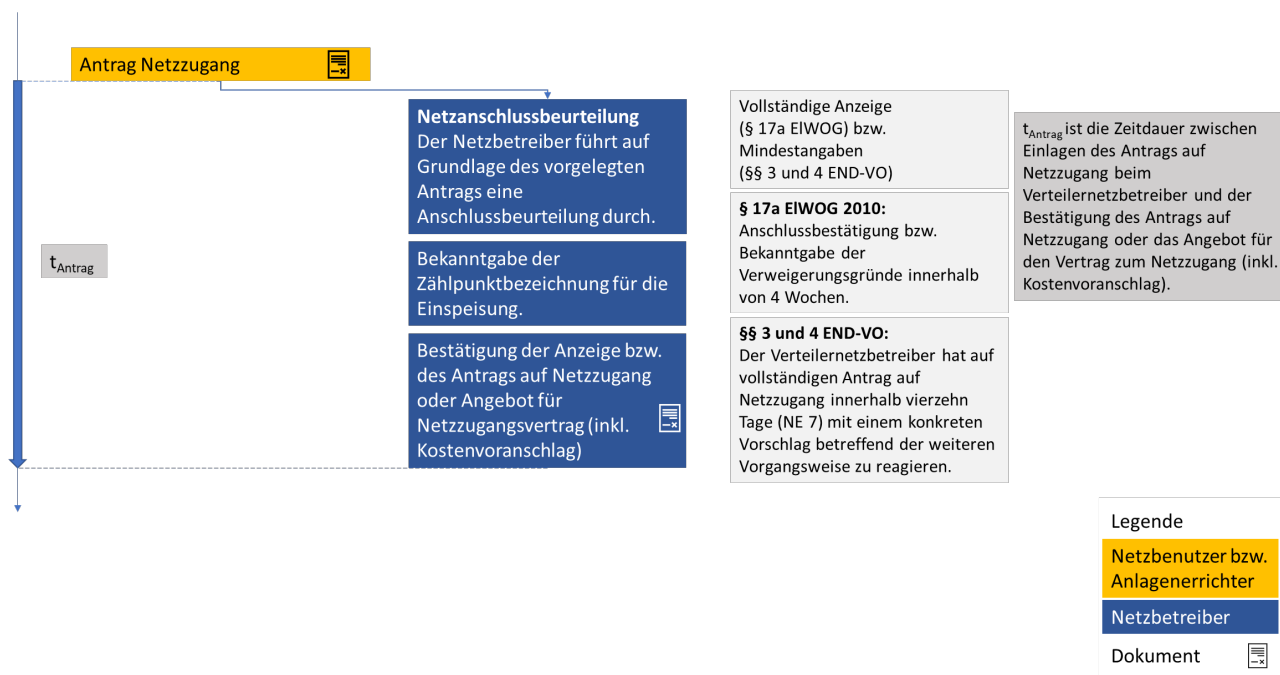


Abbildung 4: Verfahren „Anzeige Netzzugang“ mit Start- und Endpunkt der Zeitdauer t_{Antrag} .

3.2.1 Herausforderung: Standardisierung und Beschleunigung der Netzanschlussbeurteilung im Rahmen des vereinfachten Netzzugangs

Die Netzanschlussbeurteilung ist ein wichtiger Prozess, um sicherzustellen, dass elektrische Anlagen, die an das Stromnetz angeschlossen werden, im Betrieb etwa keine Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen verursachen. Durch historisch gewachsene und damit einhergehende heterogene Netzstrukturen bestehen bei der Netzanschlussbeurteilung von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen unterschiedliche Herangehensweisen.

Durch die gestiegene Anzahl an Anträgen – aus Datenerhebungen konnte E-Control 2022 einen Zuwachs von etwa 140.000 PV-Anfragen gegenüber dem Jahr 2020 feststellen – kommt es zurzeit bei vielen Netzbetreibern zu längeren Bearbeitungszeiten. Neben dem Anstieg an PV-Anfragen wurden zeitaufwändige Rückfragen bei unvollständigen Anträgen als Grund für die langen Bearbeitungszeiten definiert. Die langen Bearbeitungszeiten haben unter anderem die Auswirkung, dass sich Förderanträge sehr stark verzögern, weil die Zählpunktbezeichnungen für die Einspeisung später bekannt gegeben wurden.

In der ersten Erhebung der E-Control zu PV-Anschlüssen 2022 wurden die Netzbetreiber nach Details beim Netzzugang von PV-Anlagen befragt. Das Auskunftersuchen adressierte die Bearbeitungsdauern von PV-Netzzugangsanfragen und den Prozess der Netzanschlussbeurteilung von PV-Anlagen. Laut Stellungnahmen der Netzbetreiber ist die Bearbeitungsdauer mehrheitlich im zeitlichen Rahmen. Teilweise wurden resultierend für das Jahr 2022 Bearbeitungsdauern von über 45 Tagen genannt.

Aktion 2: Laufendes Monitoring zur Einhaltung der Bearbeitungsdauer t_{Antrag} gemäß den gesetzlichen Vorgaben

Die E-Control wird engmaschig überwachen, ob die gesetzlichen Vorgaben (EIWOG 2010 [6], END-VO 2012 [8]) von Seiten der Verteilernetzbetreiber eingehalten werden. Zusätzlich soll die Bekanntgabe der Zählpunktbezeichnung für die Einspeisung rascher (längstens innerhalb von 14 Tagen) erfolgen.

Ziel: *Tatsächliche Einhaltung der Fristen.*

Status: Gemäß § 19 Abs 1 EIWOG 2010 [6] legt E-Control Standards für Stromnetzbetreiber in Bezug auf Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der Dienstleistungen fest. Diese Standards werden per Verordnung (END-VO 2012) [8] erlassen und durch Berichte zur kommerziellen Qualität der Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber [9] überwacht.

Mit der Novelle 2024 der END-VO 2012 wurde ein durchgehender Fristenlauf von Antrag einer Stromerzeugungsanlage bis zur dessen Betriebserlaubnis sichergestellt. Durch diese Ergänzung wurden zusätzliche Qualitätsstandards eingeführt, die den Bedürfnissen aus der Praxis entsprechen. Tabelle 1 zeigt die jeweiligen Verbesserungen durch die Novellierung der END-VO 2012 für die Prozesse Antrag, Angebot, Anschluss und Betrieb.

| | Antrag | Angebot | Anschluss | Betrieb |
|-----------------------------|--|---|-----------------|--|
| END-VO 2012 | Nach 2 Wochen (4 Wochen): - konkreter Vorschlag für die weitere Vorgangsweise - Ansprechperson - voraussichtliche Bearbeitungsdauer | Keine Frist für das Angebot für den Netzzutritt. | § 46 EIWOG 2010 | Keine Frist für die Erteilung der Betriebserlaubnis. |
| EIWOG 2010 geltende Fassung | Keine Fristen, außer für Anlagen gemäß § 17 a EIWOG | | § 46 EIWOG 2010 | Keine Frist für die Erteilung der Betriebserlaubnis. |
| END-VO 2012 Novelle 2024 | Nach 2 Wochen (4 Wochen): - konkreter Vorschlag für die weitere Vorgangsweise - Ansprechperson - voraussichtliche Bearbeitungsdauer | Nach 2 Wochen (4 Wochen): - Angebot für den Netzzutritt - Kostenaufstellung - Zählpunktbezeichnung | § 46 EIWOG 2010 | Spätestens zwei Wochen (4 Wochen) nach Einlangen der Meldung über die ordnungsgemäße Fertigstellung der Stromerzeugungsanlage (einschließlich Installationsdokument und Energie-Abnahmevertrag) ist die Betriebserlaubnis zu erteilen. |

Tabelle 1: Überblick von Fristen und Mindestanforderungen

In der Praxis sind die Antworten der Verteilernetzbetreiber auf den Antrag auf Netzzutritt des Netzbenutzers unterschiedlich. Mit der Änderung von § 3 Abs 2 END-VO 2012 werden die Inhalte des Angebots des Verteilernetzbetreibers konkretisiert. Im Anschluss an die bisherige Information über die voraussichtliche Dauer der Herstellung des Netzanschlusses und die Bekanntgabe einer Ansprechperson, hat der Verteilernetzbetreiber dem Netzbenutzer ein Angebot zu übermitteln, das eine Kostenaufstellung und die Zählpunktbezeichnung zu enthalten hat. Mit der Verpflichtung, dass eine Kostenaufstellung Inhalt des Angebots ist, wird dem Netzbenutzer notwendige Planungssicherheit gegeben. Mit der Bekanntgabe der Zählpunktbezeichnung, spätestens mit Versand des Angebots, können bereits andere Prozesse, wie Ansuchen um Förderungen, parallel abgewickelt werden. Mit Annahme des Angebots des Verteilernetzbetreibers durch den Netzbenutzer kommt der Netzzutrittsvertrag zustande.

Zusätzlich zu den in der Tabelle 1 dargestellten Verbesserungen im Zuge der Novelle 2024 der END-VO 2012 ist nun eine einheitliche Vorgangsweise für die Gültigkeit der vertraglichen Zusage, bis zu der die Stromerzeugungsanlage errichtet werden muss, vorgegeben. In der Praxis kommt es bei der Errichtung von Stromerzeugungsanlagen immer wieder zu Verzögerungen, etwa durch Lieferschwierigkeiten von Komponenten. Die Voraussetzungen für eine Verlängerung von Zusagen wurden bisher ebenfalls unterschiedlich gehandhabt. Durch die Ergänzung wird eine einheitliche Vorgangsweise vorgegeben. Eine Vereinbarung längerer Gültigkeitsdauern wird dadurch nicht ausgeschlossen.

Nach einer Analyse der Stellungnahmen zu der Netzanschlussbeurteilung wurden „Good-Practice-Beispiele“ identifiziert. Dabei haben sich folgende Schlüsselfaktoren für einen effizienten Netzzugangsprozess herauskristallisiert:

- elektronische Kundenanfragen,
- standardisierte, weitgehend automatisierte und dynamische Netzanschlussbeurteilung sowie
- automatisierte Angebotserstellung.

Mittels Standardisierungs- und Digitalisierungsmaßnahmen konnten einzelne Verteilernetzbetreiber die Effizienz in der Netzanschlussbeurteilung steigern und so auch die vorgegebenen Fristen einhalten.

Entscheidend für eine effiziente Beurteilung der PV-Netzzugänge ist zudem die verfügbare Datenlage. Oftmals werden nur statische Extremwerte für die Netzanschlussbeurteilung herangezogen. Durch den flächendeckenden Einbau von Smart Meter können für die Netzanschlussbeurteilung Daten ausgelesen werden (§§ 84 und 84a EIWOG 2010 [6]). Ebenfalls soll bei der Netzanschlussbeurteilung ein Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement (LES-Management) des Netzbenutzers, also die netzwirksame Leistung berücksichtigt werden.

Aktion 3: Standardisierung von Prozessen zur Netzanschlussbeurteilung

Eine Standardisierung der Netzanschlussbeurteilung trägt dazu bei, dass diese effizienter und verlässlich durchgeführt werden kann. „Good-Practice-Beispiele“ wurden bereits bei den österreichischen VNB identifiziert und das Anliegen der E-Control besteht nun darin, dass österreichweit einheitliche Prozesse und Fristen für den Anschluss von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen eingehalten werden. Mit Hilfe von regelmäßigen Terminen mit der Branche zum Informationsaustausch sollen diese „Good-Practice-Beispiele“ zu Standards bei den VNB werden.

Ziel: Reduktion der Zeitdauer zwischen Einlangen und Bestätigung des Antrags auf Netzzugang auf weniger als 14 Tage.

Status: Durch das Bestreben der E-Control, die Standardisierung der Netzanschlussbeurteilung im Rahmen des vereinfachten Verfahrens für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger (vgl. § 17a EIWOG 2010) voranzutreiben, ist es gelungen, die Bearbeitungsdauer t_{Antrag} zu reduzieren.

Abbildung 5 zeigt den Verlauf der durchschnittlichen Zeitdauern t_{Antrag} für zugesagte Anträge ab dem Jahr 2022 bei den 16 großen Verteilernetzbetreiber. Die Abbildung zeigt einerseits den Verlauf des Durchschnitts über 16 VNB (gelb), als auch die Maximum- und Minimumwerte (blau). Es zeigen sich starke Schwankungen im Verlauf der Zeit bei den Maximumwerten. Im Zeitraum Q1/2023 und Q2/2023, als auch die höchste Anzahl an Anträgen des Jahres 2023 verzeichnet wurde, gab es Netzbetreiber, bei denen die Antworten auf vollständige Anträge im Schnitt bis zu 60 Tage dauerten. Diese Kennzahl ist stark gesunken und beträgt in Q3/2024 nun 14 Tage. Im Q3/2024 ist auch der Durchschnittswert gesunken und beträgt nun 5,6 Tage. Die verkürzten Bearbeitungszeiten der Anträge sind auf verschiedene Faktoren zurückzuführen, darunter die zunehmende Standardisierung und Digitalisierung, eine höhere Antragsqualität seitens der Netzbenutzer und einen höheren Ressourceneinsatz der Netzbetreiber, aber auch auf den Rückgang an Anträgen insgesamt.

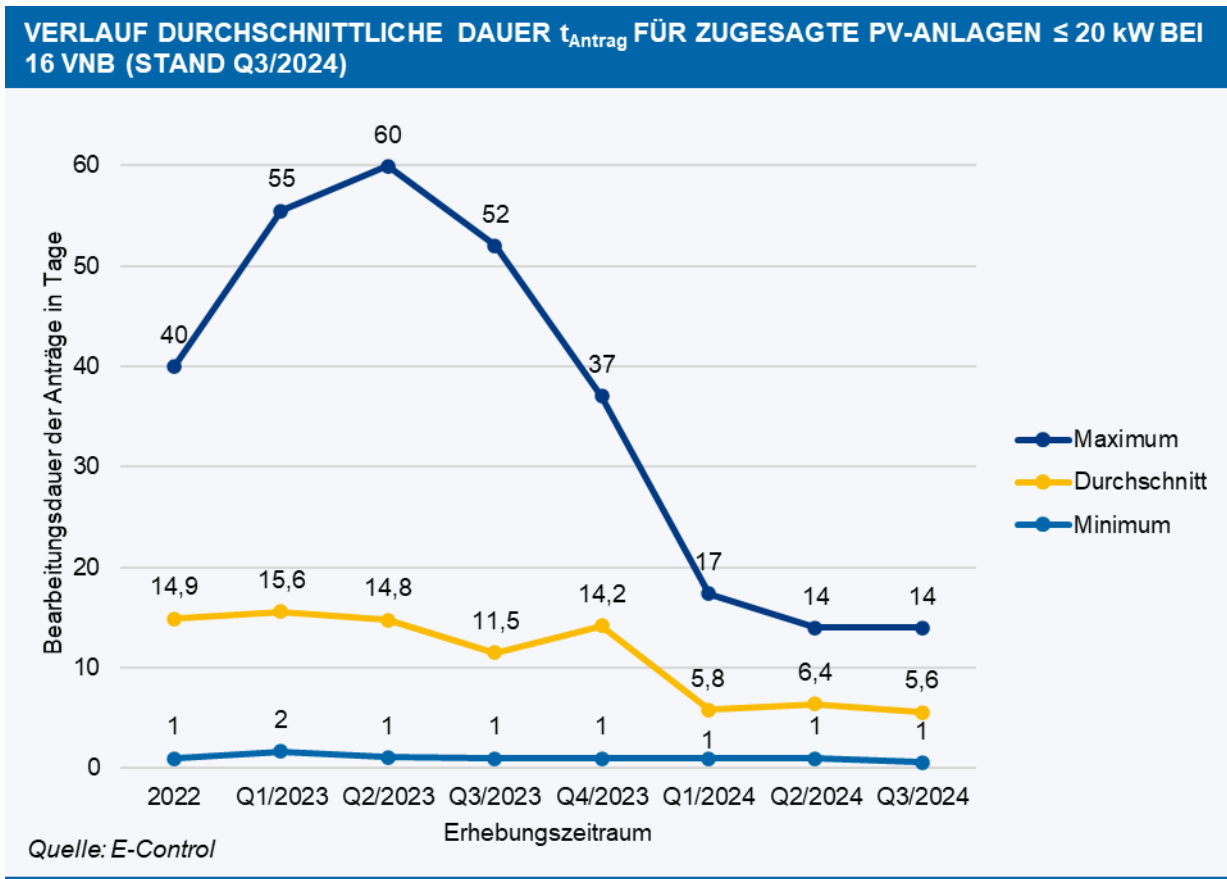


Abbildung 5: Verlauf der durchschnittlichen Zeitdauer t_{Antrag} für PV-Anlagen ≤ 20 kW Anlagenleistung bei 16 VNB, Stand Q3/2024 (zugesagte Anträge), Quelle Quartalsbericht Q3/2024⁶

⁶ <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Erhebung-Netzanschluss-Bericht-Q3-2024.pdf/226388fb-df86-4c14-91b3-b1e64fe314df?t=1731009202931>

3.2.2 Herausforderung: Rasche Umsetzung der Digitalisierung

Die Digitalisierung der Verteilernetzbetreiber in Österreich bezieht sich auf die Umstellung von herkömmlichen, manuellen Prozessen auf digitale, automatisierte Prozesse und Technologien. Ein wichtiger Aspekt der Digitalisierung ist die Einführung der intelligenten Zähler (Smart Meter) und der dazu notwendigen Kommunikationstechnologien. Mit der Nutzung der Smart-Meter-Daten können die Netze effizienter geplant werden. Die Daten des in Betrieb befindlichen Smart Metering-Systems (z.B. Spannungswerte, Berücksichtigung der tatsächlichen auftretenden Gleichzeitigkeiten) können wertvolle Informationen über die Spannungsverhältnisse in Niederspannungsnetzen liefern, die wiederum bei der Netzanschlussbeurteilung einfließen.

Einige Verteilernetzbetreiber haben die Digitalisierung weiterer Betriebsprozesse implementiert. Diese reichen von digitalen Kundenanfragen via „Webportal“ über automatisierte Plausibilitätsprüfungen der Kundenstammdaten bis zur automatisierten Beurteilung des Netzanschlusses bzw. Netzzugangs mittels digitaler Zwillinge der Nieder- und Mittelspannungsnetze.

Aktion 4: Monitoring des Fortschritts der Digitalisierungsmaßnahmen

E-Control sieht die Digitalisierungsmaßnahmen der Verteilernetzbetreiber als notwendigen Beitrag, die Effizienz, die Zuverlässigkeit und die Nachhaltigkeit des Stromnetzes in Österreich zu verbessern. Das Monitoring des Fortschritts bei der Digitalisierung der Verteilernetze durch E-Control im Rahmen einer Datenerhebung bei Verteilernetzbetreibern ist geplant. Sobald die gesetzliche Grundlage geschaffen wird, werden die Digitalisierungsmaßnahmen im Rahmen der Netzwicklungspläne für Verteilernetze (V-NEP) überwacht. Siehe dazu auch Aktion 6.

Ziel: Rasche und konsequente Umsetzung der Digitalisierung

Status: Das Monitoring des Fortschritts bei der Digitalisierung der Verteilernetze durch E-Control ist eine bleibende Forderung. Das Monitoring der Digitalisierungsmaßnahmen im Rahmen der Netzentwicklungspläne für Verteilernetze wird, sofern eine gesetzliche Grundlage vorhanden ist, formal umgesetzt.

Auf Betreiben der E-Control haben die 15 größten Verteilernetzbetreiber, trotz der Verzögerung des EIWG und der damit festgehaltenen gesetzlichen Veröffentlichungspflicht, die V-NEP, bereits auf freiwilliger Basis im Oktober 2024 veröffentlicht. ⁷

⁷ <https://www.eutilities.at/informationen/VNEP>

3.2.3 Herausforderung: Fehlende Netzkapazitäten

Die fallweise beschränkte Aufnahmefähigkeit von Verteilernetzen stellt zunehmend ein Problem hinsichtlich neuer Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen (primär Photovoltaik und Wind) und „neuer“ Lasten (E-Mobilität, Elektrifizierung von Raumwärme und Industrie) dar. Die Umsetzung der Energiesystemwende und Erreichung der Klima- bzw. Erneuerbaren Ausbauziele hängen von den Netzkapazitäten der Verteilernetze ab.

Gemäß den Landesausführungsgesetzen zu § 46 EIWOG 2010 [6] besteht eine allgemeine Anschlusspflicht auch dann, 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 bekanntzugeben. Dieser Zeitpunkt darf für die Netzebenen 7 bis 5 spätestens ein Jahr nach Abschluss des Netzzugangsvertrags liegen. Abbildung 6 zeigt die Details im schematischen Ablauf für den Fall, dass Maßnahmen im Verteilernetz zur Ermöglichung des Netzzugangs notwendig sind.

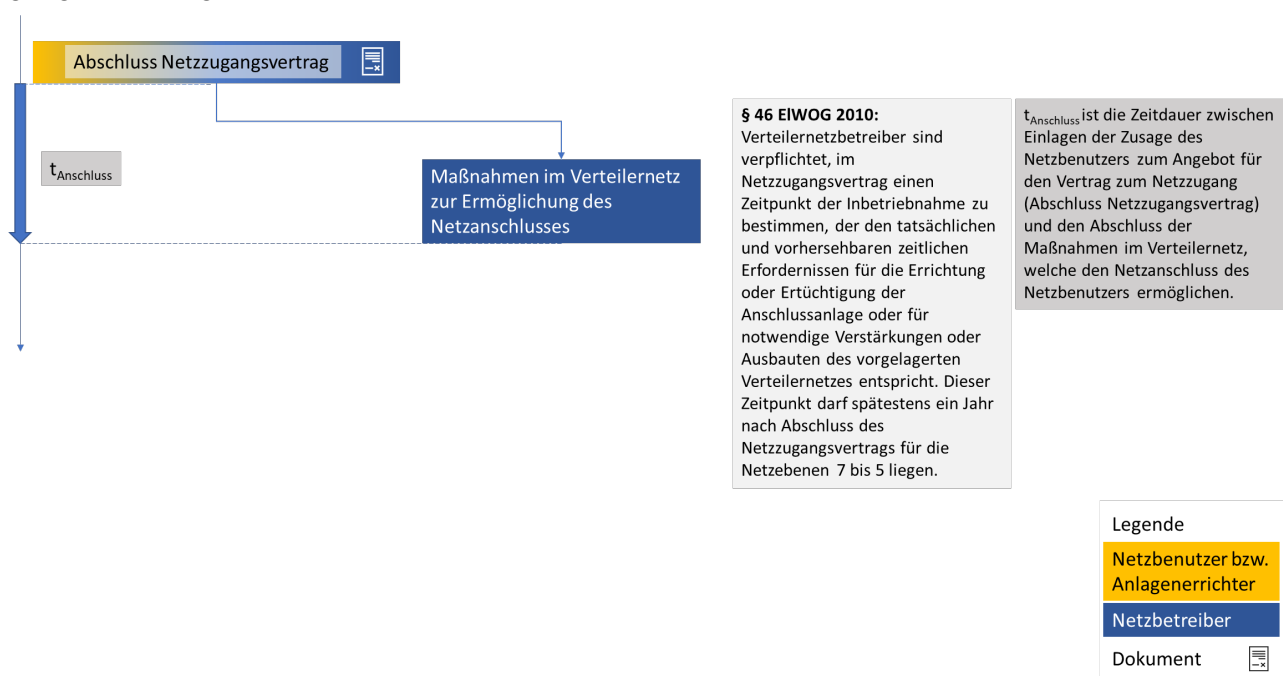


Abbildung 6: Start und Endpunkt der Zeitdauer $t_{\text{Anschluss}}$.

In der Beurteilung des Netzzugangs durch die Verteilernetzbetreiber sind alle bereits in Betrieb genommenen Stromerzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Eine Vorhaltung für vermutete zukünftige neu anzuschließende Stromerzeugungsanlagen (ohne Netzzugang) rechtfertigen keine Netzzugangsverweigerung wegen mangelnder Netzkapazitäten. Nur im Falle tatsächlich unzureichender Netzkapazitäten, wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten dürfen Einspeisebeschränkungen sowie die Option der Spitzenkappung der Einspeiseleistung oder ein abweichender Netzanschlusspunkt als rasche Maßnahmen zur Ermöglichung des Netzzugangs getroffen werden.

Aktion 5: Alternativen bei fehlender Netzkapazität

Die Einspeisebeschränkung wird oft an das vereinbarte Ausmaß der Netznutzung des bestehenden Anschlusses des Entnehmers angepasst oder auch mit 0 kW festgelegt. Die Einspeiseleistung mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW soll, sofern keine Verweigerungsgründe vorliegen, mindestens in der Höhe des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung erfolgen. Eine Beschränkung der Einspeiseleistung sollte nur temporär erfolgen bzw. in Ausnahmefällen kann vom beantragten Netzanschlusspunkt abgewichen werden.

Ziel: Vermeidung von Einspeisebeschränkungen.

Status: Aktuell treten nur vereinzelt Anfragen über ausgesprochene Einspeisebeschränkungen des Verteilernetzbetreibers bei den Servicestellen der E-Control auf.

Netzbenutzer werden größtenteils von den Verteilernetzbetreibern über die aktuelle Situation der Netzkapazitäten informiert.

Weitere Transparenz bezüglich geplanter und in der Umsetzung befindlicher Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen soll mit dem V-NEP geschaffen werden. Die aktuell und zukünftig verfügbaren Netzkapazitäten sind häufig entscheidend für die Wahl der Engpassleistung und des Standortes. Weiters soll sichergestellt werden, dass die Verteilernetze mit ausreichenden Aufnahmekapazitäten zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele ausgestattet werden. Zusätzlich zur erwähnten Transparenz soll mit dem V-NEP erreicht werden, dass Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsleistungen in ihren Planungsüberlegungen berücksichtigen.

Konzept der netzwirksamen Leistung

Die Integration einer hohen Anzahl an dezentralen Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in die vorhandenen Stromnetze stellt die Verteilernetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Ein Netzausbau schafft zwar neue Netzkapazitäten, ist jedoch nicht immer zeitnah möglich. Als Alternative bietet sich eine lokale Kombination von Lasten, Stromerzeugungsanlagen und Speichern an. Immer mehr Anlagen der Netzbenutzer beinhalten diese Komponenten. Die Steuerung von Lasten, Erzeugern und Speichern stellt ein wichtiges Instrument dar, um die Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromnetz zu erleichtern und die Stromversorgung nachhaltiger zu gestalten. Solche Energiemanagementsysteme eröffnen Möglichkeiten für neue regulatorische Ansätze, die in Zukunft verstärkt berücksichtigt werden.

Der Ansatz der netzwirksamen Leistung zielt darauf ab, sowohl für Verteilernetzbetreiber als auch für Anlagenbetreiber vorteilhafte Lösungen zu forcieren und verfügbare Netzkapazitäten optimiert zu nutzen. Durch aktive Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement -Systeme können daher die vorhandenen Netzkapazitäten im Stromnetz besser ausgeschöpft sowie Überlastungen der Leitungen und Transformatoren durch auftretende Leistungsspitzen, vermieden werden. Durch Verlagerung des elektrischen Verbrauchs in Zeiten mit hoher lokaler Erzeugung wird u. a. nicht nur ein höherer Eigenverbrauchsanteil erreicht, sondern auch der Anteil der eingespeisten Energiemengen erhöht.

E-Control befürwortet daher die Anwendung des Konzepts der netzwirksamen Leistung bei der Beurteilung von Netzkapazitäten und die Einbindung flexibler Systeme. Eine Umgestaltung der Netzentgeltssystematik wird angestrebt, welche verstärkte Anreize für individuelles Last, Erzeugungs- und Speichermanagement schafft.

Netzentwicklungspläne für Verteilernetze (V-NEP)

Artikel 32 der Strom-Binnenmarkttrichtlinie RL (EU) 2019/944 [10] sieht vor, dass größere Verteilernetzbetreiber alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan veröffentlichen, in dem die für die nächsten fünf bis zehn Jahre geplanten Netzinvestitionen dargelegt werden und Transparenz hinsichtlich der geplanten Projekte, des voraussichtlichen Bedarfes und der geplanten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen geschaffen wird. Die Umsetzung dieses Artikels in nationales Recht ist derzeit noch ausständig, soll jedoch in naher Zukunft erfolgen. Verteilernetzbetreiber ab einer gewissen Größe werden künftig verpflichtet sein, alle zwei Jahre – jährlich alternierend mit dem Netzentwicklungsplan für Übertragungsnetze – einen Netzentwicklungsplan zu erstellen. Dieser soll die für die nächsten fünf bis zehn Jahre geplanten Netzinvestitionen darlegen und Transparenz über die geplanten Projekte, den voraussichtlichen Bedarf und der geplanten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen, wie z.B. von flexiblen Verbrauchern, Stromerzeugungsanlagen oder Speichern, schaffen.

Im Sinne einer Vereinheitlichung der Inhalte aller Netzentwicklungspläne für Verteilernetze (V-NEP) und um sicherzustellen, dass die geforderten Informationen vollständig und in adäquater Weise Berücksichtigung finden, hat E-Control bereits 2021 die diesbezügliche Abstimmung mit den Netzbetreibern initiiert. Nachdem Einigkeit über die Eckpunkte erzielt wurde, wird seitens E-Control ein Leitfaden für die Erstellung von V-NEP („V-NEP-Leitfaden“) erarbeitet.

Aktion 6: Leitfaden für Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

E-Control wird einen Leitfaden für die Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen erstellen, der Klarheit hinsichtlich der geforderten Inhalte schaffen und eine möglichst einheitliche Umsetzung durch Verteilernetzbetreiber ermöglichen soll. Im Anhang A1 sind die geforderten Inhalte und Ziele zusammengefasst.

Ziel: Akkordierung und Veröffentlichung der Verteilernetzentwicklungspläne.

Status: E-Control hat im November 2023 einen Leitfaden für die Erstellung von V-NEP veröffentlicht⁸. Die wesentlichen Inhalte und die Struktur der V-NEP wurden zwischen E-Control und den von der Veröffentlichungspflicht betroffenen Netzbetreibern abgestimmt. Der V-NEP-Leitfaden beschreibt die inhaltlichen Anforderungen im Detail, zielt auf Vollständigkeit und ein einheitliches Erscheinungsbild der V-NEPs ab und ermöglicht eine Vergleichbarkeit zwischen Netzgebieten bzw. -betreibern.

V-NEP sollen Transparenz über geplante und laufende Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen schaffen, insbesondere in Hinblick auf den Ausbau Erneuerbarer Energien. Diese Transparenz ist wichtig, da die Netzkapazitäten oft entscheidend für die Wahl der Engpassleistung, den Standort und die Priorisierung von Projekten sind. Zudem soll sichergestellt werden, dass die österreichische Strom-Infrastruktur auch auf Verteilernetzebene über ausreichende Kapazitäten verfügt, um die energie- und klimapolitischen Ziele erreichen zu können.

Weiters sollen V-NEP darlegen, wie Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsleistungen als Ergänzung zu Netzausbau in ihren Planungen einbeziehen. Marktteilnehmer sollen mittels V-NEP rechtzeitig und transparent über den künftigen Flexibilitätsbedarf informiert werden. Übergeordnetes Ziel dieser Maßnahmen ist ein kosteneffizienter und sicherer Netzbetrieb.

⁸ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/leitfaden-fuer-verteilernetzentwicklungsplaene>

Der im Jänner 2024 veröffentlichte EIWG-Entwurf [11] sah für Verteilernetzbetreiber mit mindestens 50.000 Zählpunkten eine Veröffentlichungspflicht vor.

Auf Betreiben der E-Control haben die 15 größten Verteilernetzbetreiber, trotz der Verzögerung des EIWG und der damit festgehaltenen gesetzlichen Veröffentlichungspflicht, die V-NEP bereits auf freiwilliger Basis im Oktober 2024 veröffentlicht.⁹

3.2.4 Herausforderung: Transparenz verfügbarer Netzkapazitäten

Gemäß § 20 EIWOG 2010 [6] sind Verteilernetzbetreiber verpflichtet, die verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) zu veröffentlichen und quartalsweise zu aktualisieren. Auf den Netzebenen 5 bis 7 stehen keine Informationen über Netzanschlusskapazitäten zur Verfügung. Um diese Information dennoch zu erlangen bzw. um ein Projekt mit der maximal möglichen Anlagengröße umsetzen zu können, gehen Projektentwickler teilweise so vor, dass sie mehrere Netzanschlussanträge mit unterschiedlichen Leistungswerten an Netzbetreiber stellen. Dies führt dazu, dass die Anzahl an Anträgen weiter zunimmt und Verzögerungen eintreten.

Die Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 (KBM-V 2022) [12] der E-Control regelt gemäß § 20 Abs.3 EIWOG 2010 [6] die Bestimmung der verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4). Ziel dieser Verordnung ist, die Bestimmung der verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten zu vereinheitlichen, um Marktteilnehmern bundesweit einheitlichen Informationsgehalt zur Verfügung zu stellen. Die Methode der Bestimmung der verfügbaren Netzkapazitäten geht von der technischen Auslegung der Betriebsmittel der Umspannwerke aus und berücksichtigt die bereits vorhandene Auslastung dieser Anlagen mittels Auswertung der Messzeitreihen, sowie die reservierten bzw. bereits vertraglich vereinbarten Netzkapazitäten.

Aktion 7: Transparenz der verfügbaren Netzkapazitäten auf Netzebene 4

E-Control stellt die gesammelten Informationen (als Links zu den jeweiligen Webseiten der Netzbetreiber) zur Verfügung¹⁰. Die verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten je Umspannwerk (NE 4) werden quartalsweise aktualisiert und stellen jeweils den Stand zum angegebenen Datum dar. Die abgebildeten Kapazitäten sind eine unverbindliche Information, vollständige Anträge auf Netzanschluss bzw. Netzzugang unterliegen einer Einzelfallbetrachtung.

Ziel: Übersicht und Transparenz der Netzkapazitäten auf NE 4.

Status: E-Control stellt gesammelte Informationen¹⁰ in Form von Links zu den jeweiligen Webseiten der Netzbetreiber bereit. Die verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten je Umspannwerk (NE 4) werden von den Verteilernetzbetreibern vierteljährlich aktualisiert. Zusätzlich ist gemäß KBM-V 2022 [12] eine Veröffentlichung auf einer gemeinsamen Website¹¹ der Netzbetreiber möglich.

⁹ <https://www.eutilities.at/informationen/VNEP>

¹⁰ <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Verfuegbare-und-gebuchte-Einspeisekapazitaeten-KBM-VO.pdf/196ae83e-be8d-58fa-0033-76cfb203ba73?t=1687201915706>

¹¹ <https://www.eutilities.at/verfuegbare-netzanschlusskapazitaeten>

3.3 Herausforderungen bei der Förderung

3.3.1 Herausforderung: Transparenz bei Förderungen

Die Förderungen von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen führen zu Anreizen für die Errichtung dieser Anlagen. Transparenz und Übersicht bei Förderungen von PV-Anlagen soll gewährleistet bleiben. E-Control befürwortet übersichtliche Informationswebseiten, die von verschiedenen Interessensvertretungen erstellt und gepflegt werden (siehe Kapitel 2.3).

3.4 Herausforderungen bei Errichtung und Betrieb

3.4.1 Herausforderung: Wartezeiten bei Inbetriebnahme

Nach der Fertigstellung der PV-Anlage wird dem Netzbetreiber eine Fertigstellungsmeldung und das Installationsdokument übermittelt. Anschließend wird im Bedarfsfall ein Termin mit dem Netzbetreiber für die Inbetriebnahme vereinbart. Hier gibt es unterschiedliche Vorgangsweisen seitens der Netzbetreiber. Teilweise ist Personal des Netzbetreibers bei der Inbetriebnahme vor Ort. Aufgrund der vielen Anfragen bzw. Anschlüssen von PV-Anlagen kommt es zu Wartezeiten.

Vor der Inbetriebnahme wird zwingend ein Energieliefervertrag von Seiten der Netzbetreiber benötigt. Das Inbetriebnahme-Prozedere kann für kleine PV-Anlagen (≤ 20 kW) vereinfacht werden. Es sollte nur mehr in Ausnahmefällen bei der Inbetriebnahme (z. B. im Fall eines notwendigen Zählertausches) die Anwesenheit des Verteilernetzbetreibers vorgesehen werden. Wenn keine Notwendigkeit für die Vorort-Anwesenheit durch den Netzbetreiber besteht, sollte nach erfolgter Überprüfung der Unterlagen (Fertigstellungsmeldung mittels Übermittlung des Installationsdokuments) durch den Netzbetreiber die Betriebserlaubnis erteilt werden und die Inbetriebnahme durch das beauftragte Unternehmen erfolgen. Des Weiteren gibt es derzeit keine Fristen für den Zeitraum zwischen der Meldung der Fertigstellung und der Erteilung der Betriebserlaubnis. Eine entsprechende Fristensetzung sollte die Wartezeiten für die Inbetriebnahme der PV-Anlage begrenzen. Zukünftige gesetzliche Vorgaben sollten eine Reduktion der Zeitdauer zwischen Fertigstellungsmeldung und Erteilung der Betriebserlaubnis auf z. B. weniger als sieben Tage bewerkstelligen.

Status: Zusätzlich zu den in Kapitel 3.2.1 ausgeführten Verbesserungen im Zuge der Novelle 2024 der END-VO 2012 ist nun eine Frist für den Zeitraum zwischen der Meldung der Fertigstellung und der Erteilung der Betriebserlaubnis von zwei Wochen vorgesehen, siehe Tabelle 1.

Abbildung 7 zeigt den Start- und den Endpunkt der Zeitdauer t_{Betrieb} im schematischen Ablauf:

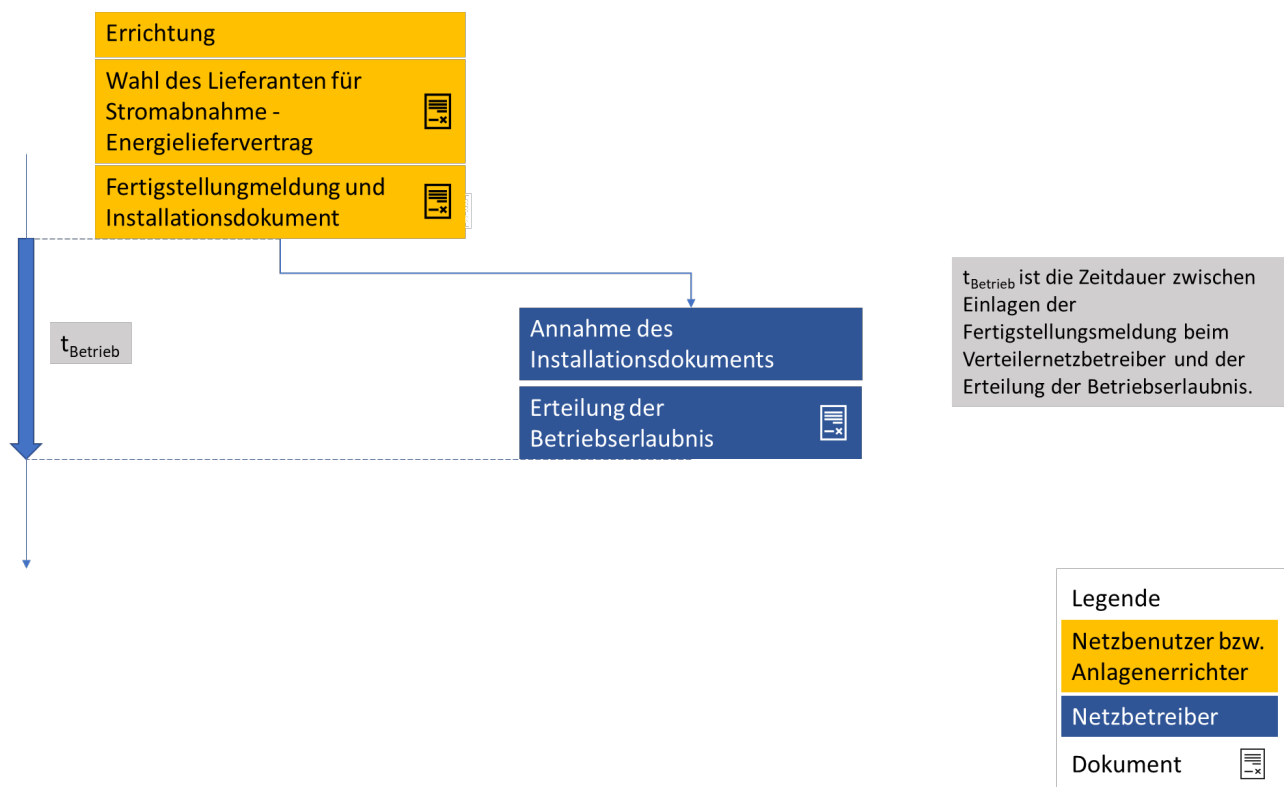


Abbildung 7: Start und Endpunkt der Zeitdauer t_{Betrieb} für die Inbetriebnahme.

3.4.2 Herausforderung: Registrierung in der Herkunftsnachweisdatenbank

Gemäß § 81 EAG [3] muss die PV-Anlage in der Herkunftsnachweisdatenbank registriert sein. In der Regel übernimmt der Energielieferant, mit dem der Netzbewerber einen Energieliefervertrag abgeschlossen hat, die Registrierung der Anlage in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control. Dafür muss der Netzbewerber dem Energielieferanten eine Vollmacht erteilen.

Mögliche Auszahlungen von Förderungen, wie die EAG-Investitionsförderung für PV-Anlagen, sind an diese Registrierung geknüpft. E-Control stellt eine Abfrage [13] zur Verfügung, mit der Netzbewerber überprüfen können, ob ihr Energielieferant die Anlage in der Herkunftsnachweisdatenbank registriert hat.

Auch dabei kam es zunehmend zu Verzögerungen. Abhilfe wird hier die Anbindung an das EDA-System¹² bringen, da dadurch die Meldung automatisiert erfolgt. Zeitpunkt der Umsetzung durch die Netzbetreiber ist bis zum Ende des Jahres 2023 geplant.

Status: Die Registrierung der Anlage in der HKN-Datenbank erfolgt nun vom Netzbetreiber über seine Anbindung an das EDA-System. Wenn der zugehörige Netzbetreiber nicht an das EDA-System angebunden ist, erfolgt die Registrierung der Anlage in der HKN-Datenbank weiterhin durch den Anlagenbetreiber oder dessen Bevollmächtigten.

¹² <https://www.eda.at/>

Bei der Registrierung gemäß § 81 EAG [3] ist unter anderem die Angabe der Art und Engpassleistung (gemäß § 5 EAG Z 14 [3]) der Stromerzeugungsanlage erforderlich. Diese Angaben sind durch den abgeschlossenen Netzzugangsvertrag sowie weitere geeignete Nachweise zu belegen.

3.5 Weitere Herausforderungen und Aktionen

In diesem Kapitel werden alle weiteren Aktionen der E-Control im Rahmen des Aktionsplans beschrieben, welche noch nicht in den Prozessphasen angeführt wurden.

3.5.1 Herausforderung: Unterschiedliche Vorgaben für Netztrenn- bzw. Umschalt einrichtungen¹³

Die Nachfrage nach Notstromversorgungsanlagen und inselbetriebsfähigen Eigenversorgungen auf Netzebene 7 steigt mit der zunehmenden Verbreitung von Eigenerzeugungsanlagen und Batteriespeichern. Die Notstromversorgung für Eigenheime besteht z.B. aus einer PV-Anlage und bzw. oder einem elektrischen Energiespeicher. Bei Netzausfall muss eine sichere Trennung vom Stromnetz für den Inselbetrieb gewährleistet werden, damit die PV-Anlage nahezu unterbrechungsfrei einen Weiterbetrieb (Inselbetrieb) gewährleisten kann. Sobald das öffentliche Netz wieder verfügbar ist, muss eine sichere Wiederherstellung der Verbindung gewährleistet sein. Für Netztrenn- bzw. Umschalt einrichtungen hat sich bisher kein Standard etabliert.

Aktion 8: Harmonisierung der Anforderungen der Netztrenn- bzw. Umschalt einrichtungen für Notstromsysteme

Aufgrund der Komplexität wird die Verwendung einer typgeprüften Netztrenn- bzw. Umschalt einrichtung angeraten. Eine Umschalt einrichtung bzw. Netzumschalt box sollte nach erfolgreicher Prüfung (Normen und Richtlinien, sowie TAEV) durch eine Elektrofachkraft vor Inbetriebnahme der elektrischen Anlage durch die Netzbetreiber anerkannt werden.

Ziel: Harmonisierung der technischen Anforderungen.

Status: Mit der steigenden Anzahl an inselbetriebsfähigen Eigenversorgern steigt auch die Anzahl der verschiedenen Ausführungsarten von Netztrenn- bzw. Umschalt einrichtungen für diese Anlagen. Durch die Anpassung der TOR Stromerzeugungsanlagen [7], [14] ist nun eine Harmonisierung der Anforderungen für typgeprüfte und individuell aufgebaute Netztrenn- und Umschalt einrichtungen gewährleistet, um weiterhin einen sicheren Betrieb des Verteilernetzes zu ermöglichen.

3.5.2 Herausforderung: Lokale Blindleistungsregelung

Die lokale Blindleistungsregelung in Mittel- und Niederspannungsnetzen dient der statischen Spannungshaltung, speziell bei großen Lasten und Einspeisern, welche das Spannungsband signifikant beeinflussen können. Q(U)-Regelungen und $\cos \varphi$ (P)-Steuerungen sind gängige Praxis und gemäß der TOR zulässig. Ergebnis der Studie „Beurteilung des Netzanschlusses und der Netzanschlusskapazitäten in Österreich“ [15] war, dass eine Q(U)-Regelung signifikant zur statischen Spannungshal-

¹³ Netztrenn- bzw. Umschalt einrichtungen werden auch als Netzumschalt boxen bezeichnet.

tung beitragen kann und gegenüber einer $\cos \varphi$ (P)-Steuerung in der Nieder- und Mittelspannungsebene stets zu bevorzugen ist. Dabei ist eine ausgewogene Parametrierung der Kennlinie wichtig, damit die Regelung einerseits nicht zu inaktiv ist, andererseits keine unnötige Blindleistungseinspeisung hervorruft. Die aktuelle pauschale Empfehlung zur Parametrierung in den TOR Erzeuger Typ A [16] ist insbesondere in Hinblick auf das Totband sinnvoll gewählt, eine zusätzliche Erhöhung der Steilheit ist mitunter zielführend. Eine Parametrierung mit breitem Totband und steiler Steigung sorgt für einen effizienteren Netzbetrieb, da Verluste durch unnötige Blindleistung vermieden, aber gleichzeitig ausreichend Blindleistung bereitgestellt werden kann. Bedenken wegen möglicher Instabilität der Regelung bei zu steiler Steigung konnten in der Literatur¹⁴ nicht bestätigt werden.

Aktion 9: Anpassung der lokalen Blindleistungsregelung

Anpassen der Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung $Q(U)$ im Niederspannungsnetz in den TOR Erzeuger Typ A [16] und Typ B [17].

Ziel: *Optimierung der Blindleistungsregelung von Stromerzeugungsanlagen*

Status: Die Änderung der Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung $Q(U)$ im Niederspannungsnetz gemäß Studie „Beurteilung des Netzanschlusses und der Netzanschlusskapazitäten in Österreich“ [15] wurde im Zuge der Überarbeitung zur TOR Stromerzeugungsanlagen [7], [14] öffentlich konsultiert. Alle Stellungnahmen¹⁵ enthielten die Rückmeldung, dass die Kennlinie gemäß TOR Erzeuger Version 1.2 [16], [17] beibehalten werden soll. Eine Änderung der Kennlinie würde bewirken, dass die Ländereinstellung aller Wechselrichter [18] ungültig wären und von den Herstellern angepasst werden müssten. Zusätzlich müssten gelistete Wechselrichter neu geprüft werden und das Prüfverfahren der OVE-Richtlinie R 25 [19] müsste angepasst werden.

Daher bleibt die Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung $Q(U)$ im Niederspannungsnetz in der TOR Stromerzeugungsanlagen [7], [14] unverändert zur TOR Erzeuger Version 1.2 [16], [17].

Eine Änderung der Standard-Kennlinie wird bei der nächsten Überarbeitung im Zuge der Anpassung der EU-Verordnung NC RfG [20], [21] und in Zusammenhang mit der OVE-Richtlinie R 25 [19] evaluiert.

3.5.3 Herausforderung: Spannungsbandbewirtschaftung

Neben thermischen Überlastungen der Betriebsmittel kommt es im Rahmen von Netzanschlussverfahren häufig auch zur Feststellung von Spannungsbandproblemen. Der Netzbetreiber hat gemäß OVE EN 50160 [22] das Spannungsband an jedem Netzanschlusspunkt in einem Bereich von $\pm 10\%$ zu halten. Dazu gibt es in TOR Teil D Hauptabschnitt D2 [23] einen Vorschlag für eine Planungsgrundlage der Aufteilung dieses Spannungsband auf die Netzebenen. Dieser Vorschlag ist dabei keineswegs als starre Grundlage zu verstehen, vielmehr ist es auch möglich, eine Netzanschlussbeurteilung aufgrund probabilistischer Analysen durchzuführen. Auch eine starre Zuordnung des Span-

¹⁴ M. Lindner, R. Witzmann, „On the stability of $Q(V)$ in distribution grids“, 2018 IEEE PES Conference Innovative Smart Grid Technologies Europe, Sarajevo, 21.-25. October 2018

¹⁵ https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Stellungnahmen_zur_Konsultation_TOR_Stromerzeugungsanlagen_Version_1.3.pdf/d785a188-54b5-165b-f79b-1dc682d226cd?t=1720593051105

nungsbandes auf Netzebenen scheint aufgrund technischer Entwicklungen (Kompondierung, Nutzung von Messdaten, RONTs, zu vorsichtige Planungsannahmen) überholt und es gilt die tatsächlichen Lastflüsse in den Netzen zu berücksichtigen.

Aktion 10: Optimale Ausnutzung der Spannungsbandbewirtschaftung

Anpassung der TOR Teil D Hauptabschnitt D2 [23], um die Anwendung von probabilistischen Verfahren bei der Netzanschlussbeurteilung zu bevorzugen.

Ziel: Erhöhung der Anzahl der installierten Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen.

Status: Eine Überarbeitung der TOR Teil D Hauptabschnitt D2 ist vorgesehen. Neben der Änderung des Titels auf „TOR Netzurückwirkungen“ werden die Inhalte, wie die Spannungsbandbewirtschaftung und Emissionsgrenzwerte, grundlegend überarbeitet.

3.5.4 Herausforderung: Konformitätsnachweise

Die TOR Erzeuger Typ A [16] sieht vor, dass Netzbetreiber im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens weitere Unterlagen zum Nachweis der Konformität der Stromerzeugungsanlage einfordern können.

Die Netzbetreiber haben eine „White List“ für Wechselrichter erstellt, welche die erforderlichen technischen Eigenschaften nachweisen können. Die „Oesterreichs Energie Wechselrichterliste“ [18] trägt zur Transparenz und zur schnelleren Konformitätsprüfung von Stromerzeugungsanlagen bei. Durch die Liste soll eine Erleichterung und Beschleunigung der Anschlüsse erzielt werden, weil dadurch die Netzbetreiber nicht in jedem Einzelfall die Konformität des Wechselrichters prüfen müssen. Die für ganz Österreich einheitliche Liste vermerkt jene Wechselrichter, die auf Basis der vorgelegten Prüfprotokolle nachgewiesen haben, dass die Forderungen der TOR Erzeuger in vollem Umfang erfüllt sind.

Gemäß TOR Erzeuger Typ A [16] kann deshalb die Anforderung zum Erbringen der Prüfberichte für Wechselrichter, welche bereits in der Wechselrichterliste [18] vermerkt sind, entfallen und es ist kein gesonderter Nachweis der Netzbenutzer erforderlich. Für Wechselrichter, die nicht in der Liste angeführt sind, sind weiterhin die entsprechenden Nachweise zu erbringen.

Aktion 11: Vereinfachung der Konformitätsnachweise

Anpassen des Kapitels Konformitätsnachweise in den TOR Erzeuger Typ A [16] und Typ B [17]. Die Wechselrichterliste wird laufend angepasst und erweitert.

Ziel: Abbau der organisatorischen Hürden bei der Inbetriebnahme von PV-Anlagen.

Status: Gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A [7] und Typ B [14] ist kein gesonderter Nachweis der Konformität der Stromerzeugungsanlage vom Netzbenutzer erforderlich, sofern der verwendete Wechselrichter in der Wechselrichterliste [18] als zulässig gelistet ist. Für Wechselrichter, die nicht in der Liste angeführt sind, müssen weiterhin die entsprechenden Nachweise erbracht werden.

3.5.5 Herausforderung: Kumulierung der Engpassleistungen (Maximalkapazitäten) von Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Netzbenutzer

Einzelne Verteilernetzbetreiber kumulieren die Engpassleistungen (Maximalkapazitäten) aller Stromerzeugungsanlagen an einem gemeinsamen Verknüpfungspunkt (Mittelspannungs- oder Niederspannungssammelschiene), auch wenn sich diese im Eigentum unterschiedlicher Netzbenutzer befinden. Diese kumulierten Engpassleistungen (Maximalkapazitäten) definieren die Anforderungen – Beurteilung von Netzzurückwirkungen, Typ-Einteilung gemäß RfG Schwellenwert-Verordnung [24] sowie weitere an Leistungsschwellenwerte gebundene Anforderungen, wie den Datenaustausch oder die Fernwirktechnik.

Dies führt zu einer Benachteiligung von beispielsweise später angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen und deren Eigentümern, wodurch unverhältnismäßig hohe Kosten für kleinere Stromerzeugungsanlagen entstehen können.

Gezielte eigentumsrechtliche Trennung von Stromerzeugungsanlagen mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt dürfen die Typeinteilung und die entsprechenden Anforderungen der TOR Erzeuger jedenfalls nicht einschränken.

Aktion 12: Klarstellung zu Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer

Klarstellung in den TOR Erzeuger [16], dass Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer (Netzbenutzer) mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt, welche keine gemeinsame wirtschaftliche Einheit bilden, bei der Typeinteilung gemäß RfG-Schwellenwert-VO [24] unabhängig zu betrachten sind.

Ziel: Vereinfachung der Anforderungen.

Status: In der TOR Stromerzeugungsanlagen [7] wurde klargestellt, dass Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer (Netzbenutzer) mit Anschluss an einem Verknüpfungspunkt, die keine gemeinsame wirtschaftliche Einheit bilden, grundsätzlich nach ihrer jeweiligen Maximalkapazität (Engpassleistung) zu beurteilen sind und für die Typeinteilung gemäß RfG Schwellenwert-V [24] als unabhängig betrachtet werden.

Zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs kann der relevante Netzbetreiber Betriebsmittel zur Beobachtbarkeit der Stromerzeugungsanlage auf eigene Kosten in den Anlagen der Netzbenutzer installieren. Der Betrieb der Anlagen darf nicht beeinträchtigt werden. Dafür ist eine Abstimmung zwischen dem Netzbenutzer und dem Netzbetreiber erforderlich.

3.5.6 Herausforderung: Anwendung von Engpassleistung (Maximalkapazität), netzirksame Leistung und Modulspitzenleistung

Vereinzelt kommt es bei der Netzanschlussbeurteilung, bei der Berechnung des Netzzutrittsentgelts, der Abwicklung der Förderungen und bei der Registrierung in der Herkunftsnachweisdatenbank zu unterschiedlichen Anwendungen der Leistungsbegriffe.

Nachfolgend werden drei essenzielle Leistungsbegriffe und ihre Definitionen angeführt. Abbildung 8 (Seite 30) hebt die Leistungsbegriffe in der Anlage des Netzbenutzers schematisch hervor.

Als **Modulspitzenleistung** (in kW_{peak}) wird die von Photovoltaikmodulen abgegebene elektrische Gleichstromleistung unter Standard-Testbedingungen bezeichnet.

Mit der Modulsitzenleistung können verschiedene Modularten miteinander verglichen werden. Für Förderungen im Sinne des Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) ist die Anwendung der Modulsitzenleistung sachgerecht. Für andere Anwendungsbereiche (wie zum Beispiel Anforderungen aus TOR, Netzanschlussbeurteilung und Ermittlung der Netzzutrittspauschale) ist diese Definition nicht anwendbar, denn hier gilt die Engpassleistung bzw. die netzwirksame Leistung.

Anwendungsgebiet:

- Abgeltung von Investitionskosten bei Förderungen

Als **Engpassleistung (Maximalkapazität)** wird die maximale kontinuierliche Wirkleistung bezeichnet, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des Anteils, der ausschließlich auf den Betrieb dieser Stromerzeugungsanlage zurückzuführen ist.

Anmerkung aus ÖNORM M 7101 [25]: Zeitweise nicht voll einsatzfähige Anlagenteile oder Einschränkungen bei der Energiezufuhr (z. B. Wasserdargebot) mindern die Engpassleistung nicht.

Basis für die Beurteilung und die an eine Stromerzeugungsanlage gestellten Anforderungen im Rahmen der TOR Stromerzeugungsanlagen ist u. a. die Engpassleistung (Maximalkapazität).

Leistungen am Netzanschlusspunkt, netzwirksame Leistung, sind für die Einordnung der Größenklasse (Typ A-D) irrelevant. Aus der Sicht des Gesamtsystems ist die Engpassleistung (Maximalkapazität) jene Größe, die das System beeinflusst.

Anwendungsgebiet:

- Einteilung gemäß RfG-Schwellenwert-VO bzw. Anwendung der TOR Erzeuger

Als **netzwirksame Leistung** wird die im Vertrag über Netzzutritt und Netzzugang vereinbarte maximale Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt bezeichnet, welche die Gesamtanordnung der Anlage des Netzbenutzers, welche aus Kombinationen von Stromerzeugungseinheiten, Verbrauchseinheiten und Energiespeicheranlagen bestehen kann, sowie das vom Netzbenutzer vorgesehene Regel- und Betriebskonzept bzw. Energiemanagementsystem berücksichtigt.

Die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt ist für die Netzanschlussbeurteilung heranzuziehen. Die netzwirksame Leistung ist maßgebend für die Berechnung der Netzentgelte.

Anwendungsgebiet:

- Netzanschlussbeurteilung
- Berechnung des Netzzutrittsentgelts

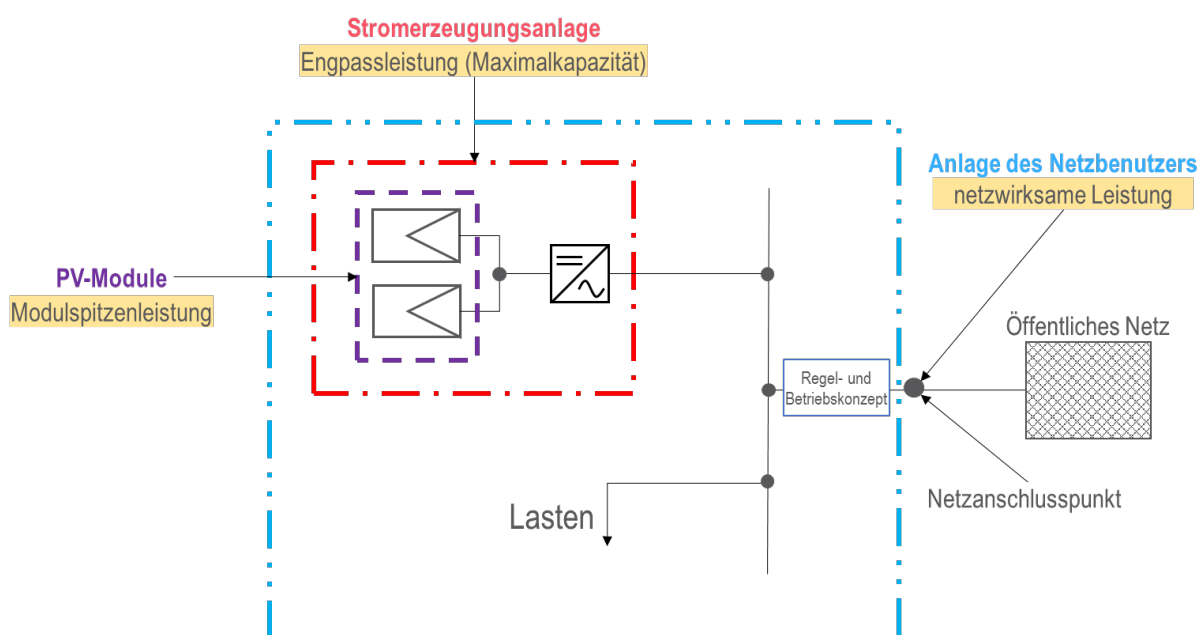


Abbildung 8: Schematische Darstellung einer Anlage des Netzbewerbers und die zugehörigen Leistungsbegriffe.

Die E-Control fordert eine Klarstellung der Leistungsbegriffe und deren Anwendung. Die Begriffe Modulspitzenleistung, Engpassleistung und netzwirksame Leistung sind in den Anträgen auf Netzzugang abzubilden. Obwohl die Modulspitzenleistung eine Gleichstromgröße ist und für den Anwendungsfall Netzzugang nicht sachgerecht ist, sollte die Modulspitzenleistung angeführt werden, weil die Modulspitzenleistung für Förderungen im Sinne des Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) relevant ist.

Status: Durch die Novellierung der END-VO 2012 wurden die Mindestinformationen für den Antrag des Netzbewerbers auf Netzzutritt und Netzzugang angepasst. Der Antrag gilt nun als vollständig, wenn bei Stromerzeugungsanlagen von Netzbewerbern unter anderem die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt, die Engpassleistung (Maximalkapazität) der Stromerzeugungsanlage und bei Photovoltaikanlagen die Modulspitzenleistung angegeben sind.

3.5.7 Veranstaltungen und Multiplikatoren

Die E-Control nutzt Veranstaltungen und Multiplikatoren zur Verbreitung von Fachwissen und für den Informationsaustausch mit der Branche.

Informationsaustausch zwischen VNB

Im Rahmen einer Initiative zur Beschleunigung des Netzanschlusses von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen setzt die E-Control zusätzlich auf Erfahrungsaustausch innerhalb der Branche. In einer ad hoc Erhebung im Jahr 2022 wurden Verteilernetzbetreiber aufgefordert, aktuelle Daten zum Netzanschluss von PV-Anlagen zu übermitteln. Außerdem wurden die Verteilernetzbetreiber nach Details bei der Netzanschlussbeurteilung von PV-Anlagen befragt. Nach einer Analyse der Stellungnahmen wurden bei einer ersten Veranstaltung, an der ca. 60 Verteilernetzbetreiber teilnahmen, Good-Practice-Beispiele von Netzanschlussprozessen vorgestellt, welche in die Erstellung dieses Aktionsplans eingeflossen sind.

Vorträge auf Fachkonferenzen

Mit Vorträgen^{16,17,18} und Fachpublikationen werden zusätzlich Aktivitäten und Maßnahmen der E-Control zur Beschleunigung der Energiesystemwende vorgestellt.

Informationsaustausch mit der Branche

E-Control pflegt einen laufenden Informationsaustausch mit Marktteilnehmern und dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), um relevante Informationen und Erkenntnisse auszutauschen, mit dem Ziel, Maßnahmen zu identifizieren und umzusetzen, welche die Energiesystemwende beschleunigen.

Informationsservice

Für eine rasche Energiesystemwende ist es notwendig, alle Stakeholder einzubeziehen. E-Control plant weitere Aktivitäten, wie einen Video-Clip der den „Weg zu einer eigenen PV-Anlage“ kurz und bündig beschreibt, oder auch eine Informationsveranstaltung für Elektrofachunternehmen, so dass bereits bei der Planung bzw. Errichtung alle notwendigen Abläufe (wie z. B. das Vorliegen eines Energieliefervertrages und die rechtzeitige Bekanntgabe des Energielieferanten an den Netzbetreiber) und Maßnahmen vorliegen und eingehalten werden.

Leitfaden Netzanschluss

Die E-Control hat einen (nicht verbindlichen) Leitfaden¹⁹ zum Thema Netzanschluss ausgearbeitet und aktualisiert diesen laufend. In diesem Leitfaden sind Erläuterungen und Empfehlungen für typische Beispiele des Netzanschlusses von Stromerzeugungsanlagen klar und kompakt aufbereitet. Zusätzlich zu den anschaulichen Beispielen, wie der Anschluss in den verschiedenen Netzebenen und bei unterschiedlichen Anschlusssituationen durchgeführt werden sollte, wird ein Überblick über diesbezügliche nationale Rechtsgrundlagen, sowie die rechtlich relevanten Begriffsdefinitionen gegeben.

¹⁶ https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/738639ca-39a0-4129-b0f0-38b384c12b57/files/kf/Session_C1/311_KF_Werderitsch.pdf

¹⁷ https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/abstract/173/173_abstract_20221122_104236.docx

¹⁸ <https://www.energietechnik-tagung.at/>

¹⁹ <https://www.e-control.at/industrie/strom/stromnetz/netzanschluss>

Aktion 13: Veranstaltungen und Multiplikatoren

Die E-Control nutzt weiterhin den laufenden Informationsaustausch mit der Branche und viele weitere Veranstaltungen mit dem Ziel, die Energiesystemwende zu beschleunigen.

Ziel: Fortführung des Informationsaustauschs und -service sowie von Vorträgen und Fachpublikationen.

Status: E-Control nutzt weiterhin vielfältige Kanäle wie Veranstaltungen, Publikationen und Newsletter, um Fachwissen und Positionen zu vermitteln.

E-Control organisiert Veranstaltungen und Webinare zu verschiedenen Themen, wie z.B. die Fachveranstaltung „Das neue EIWG als Basis für das Gelingen der Energiesystemwende?“²⁰. Oder Webinare wie den Online-Talk der E-Control „PV als Beitrag zur Energiewende – wie kann das gelingen?“²¹. Darüber hinaus werden viele wichtige Themen, wie z.B. „Weg zu einer eigenen PV-Anlage“²² in Videoclips kurz und prägnant erklärt.

Auch die zahlreichen veröffentlichten Leitfäden, Berichte, Studien²³ und verschiedene Newsletter²⁴ der E-Control leisten einen wichtigen Beitrag zum Austausch von Informationen und Fachwissen.

So bleiben sowohl die Energiebranche als auch die Netzbewerber stets über aktuelle Entwicklungen, regulatorische Maßnahmen und relevante Themen informiert.

²⁰ <https://www.e-control.at/fachveranstaltung-elwg-2024>

²¹ https://www.e-control.at/e-control-webinare/-/asset_publisher/NaVidldHLsuN/content/online-talk-der-e-control-%25E2%2580%259E-pv-als-beitrag-zur-energiewende-wie-kann-das-gelingen-

²² <https://www.youtube.com/watch?v=qAul3VWyHG8>

²³ <https://www.e-control.at/publikationen>

²⁴ <https://meine.e-control.org/verteilerlisten/>

4 Datenerhebung

Nachfolgend werden Daten der letzten Jahre rund um den Anschluss Erneuerbarer Energien in Österreich dargestellt. Diese bilden eine Grundlage für den „Aktionsplan Netzanschluss“.

E-Control hat 60 Verteilernetzbetreiber aufgefordert, Daten über den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, insbesondere PV-Anlagen, für das Jahr 2022²⁵ bereitzustellen. Diese Daten wurden mit den bereits vorhandenen Daten aus einer Erhebung für das Jahr 2020 abgeglichen. In dieser Erhebung wurde auch nach identifizierten Problemstellungen, die im Zuge des Netzanschlussverfahrens auftreten, und welche Maßnahmen zu deren Lösung getroffen werden können, gefragt. Einige Verteilernetzbetreiber konnten bereits über eine erfolgreiche Umsetzung der getroffenen Maßnahmen, die den Netzzutritt bzw. Netzzugang von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen beschleunigen, berichten. Diese Aussagen bestätigten sich auch in der Datenauswertung.

Eine Erhebung²⁶ für die Jahre 2021 und 2022 im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zeigt österreichweit einen großen Zuwachs an neu im Verteilernetz angeschlossenen PV-Anlagen. Im Vergleich zu 2021 stieg die Anzahl der PV-Zählpunkte um 32 %. Die dazugehörige installierte Leistung erhöhte sich um 40 %, während die jährliche Erzeugung um 33 % anstieg. Ende 2022 gab es somit bei den befragten Netzbetreibern knapp 250.000 Zählpunkte für PV-Anlagen mit insgesamt 3,6 GW installierter Engpassleitung und einer Jahresenergieerzeugung²⁷ von rund 2 TWh. Ein Großteil der PV-Anlagen wurde in der Niederspannungsebene angeschlossen (97 % auf Netzebene 7 und 2,5 % auf Netzebene 6). Dieses Bild spiegelt sich auch in der Verteilung zwischen verschiedenen Leistungsklassen wider, wo knapp 90 % der Zählpunkte zu PV-Anlagen gehören, die nicht größer als 20 kW sind.

Aktion 14: Netzanschluss-Datenerhebung

E-Control setzt auf verstärktes Monitoring zum Thema Netzzutritt und Netzzugang von erneuerbaren Energien. Dabei wird der Status und der Fortschritt des Ausbaus und der Integration der Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen und Speicher mittels jährlicher Erhebung für 60 Verteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh erfasst. Für 16 Verteilernetzbetreiber mit einer Abgabe von über 50 GWh, die für die jeweiligen Netzbereiche maßgeblich sind, erfolgt die Datenerhebung quartalsweise. Der Umfang der Erhebung ist in Anhang A2 dargestellt.

Ziel: *Übersicht des Status-quo von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in Österreich und weiteres Monitoring.*

²⁵ Erhebung 2022 erfasste nicht das gesamte Jahr 2022.

²⁶ In dieser Erhebung wurden alle Netzbetreiber befragt, die Daten der netzbereichsrelevanten Verteilernetzbetreiber sind vollständig.

²⁷ Die Erzeugung umfasst nur die ins Netz eingespeiste elektrische Energie, da der Eigenverbrauch dem Netzbetreiber nicht bekannt ist.

Status: Im Zuge des „Aktionsplan Netzanschluss“ setzt E-Control auf verstärktes Monitoring beim Netzanschluss Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen. Mittels quartalsweiser Erhebungen bei 16 großen Verteilernetzbetreibern (VNB) wird der aktuelle Status und der Fortschritt des Ausbaus und der Integration der Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen erfasst. Diese 16 VNB decken über 85% der Zählpunkte ab. Die Ergebnisse dieser Erhebung werden quartalsweise veröffentlicht. Zusätzlich finden diese Erhebungen bei weiteren 44 Verteilernetzbetreibern jährlich statt. Die jährlichen Erhebungen bei 60 VNB repräsentieren 98 % der Zählpunkte und stellen einen sehr repräsentativen Stand dar.

Die Erhebung Netzanschluss besteht aus zwei Teilen. Im Teil „Erhebung Netzanschluss“ werden die Anzahl der Anträge auf Netzanschluss, die bei den VNB pro Quartal eingelangt sind, sowie die Anzahl an zugesagten Anträgen abgefragt. Zusätzlich werden die durchschnittlichen Zeitdauern verschiedener Prozessphasen des Netzanschlusses angegeben. Der Teil „Bestand Erhebung Netzanschluss“ beinhaltet die Abfrage nach dem Bestand an Stromerzeugungsanlagen sowie meldepflichtigen Betriebsmitteln. Die Erhebung Netzanschluss startete mit Q4/2023.

Der Ausbau erneuerbarer Energien geht weiter erfolgreich voran. Der Zubau bei Photovoltaik beträgt im Q3/2024 399 MW an Engpassleistung. Der Zubau bis zum dritten Quartal 2024 ist bereits deutlich größer als der Sollwert, der gemäß den EAG-Ausbauzielen mit Ende des Jahres 2024 erreicht werden sollte.

Der Schwerpunkt des PV-Ausbaus liegt zwar nach wie vor bei kleineren Anlagen, jedoch werden zunehmend auch größere Anlagen errichtet. Bislang wurden in diesem Jahr rund 63.000 neue Anlagen ans Netz angeschlossen. Die Bearbeitungszeit für die Zusage eines Antrags hat sich seit Beginn unserer Erhebungen auf etwa sechs Tage verkürzt. Insgesamt sind inzwischen mehr als 420.000 Photovoltaikanlagen in Österreich installiert.

Alle Berichte der Erhebung Netzanschluss (Jahresberichte sowie Quartalsberichte) werden zeitnah veröffentlicht [5].

5 Neue Aktionen des Aktionsplans Netzanschluss

In diesem Kapitel werden neue Aktionen der E-Control im Rahmen des Aktionsplans beschrieben, welche noch nicht im Aktionsplan Netzanschluss Version 1.0 enthalten waren.

5.1 Herausforderung: Fernsteuerung und fernwirktechnische Schnittstelle

Stromerzeugungsanlagen müssen gemäß NC RfG [20] und SOGL [26] über eine Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle verfügen. Für Anlagen ab Typ B ist gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen [14] eine solche Schnittstelle vorgesehen, um Wirkleistungsvorgaben und Blindleistungsvorgaben umzusetzen, sowie Echtzeitdaten gemäß SOGL Datenaustausch-V 2024 [27] zu übermitteln.

Für deren Einbau bzw. Anbindung werden seitens der Netzbetreiber teilweise Pauschalen verrechnet und teilweise nach angefallenen Ist-Kosten abgerechnet, die sich jeweils auf unterschiedliche Höhen belaufen.

Auch Verbrauchsanlagen unterliegen gemäß TOR Verteilernetzanschluss Anforderungen [28], [29] an eine Fernsteuerung bzw. der fernwirktechnischen Schnittstelle. Für Verbrauchsanlagen mit Anschluss ab der Mittelspannung sind diese Anforderungen zu erfüllen.

Aktion 15: Harmonisierung der Kosten für die Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle

E-Control sieht die Harmonisierung der Verrechnungspraxis der Kosten für die Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle als erforderlichen Beitrag zur Schaffung eines einheitlichen Regulatorrahmens. Dazu sollen Analysen erfolgen, welche Leistungen mit Pauschalen verbunden sind und wie eine Vereinheitlichung erfolgen kann.

Ziel: Vereinheitlichung der Verrechnungspraxis

5.2 Herausforderung: Netzanschluss von elektrischen Energiespeichern

Die zunehmende Volatilität der Stromerzeugung erhöht die Notwendigkeit für Speicherung. Ein vermehrter Einsatz von Speichern, nicht zuletzt dezentralen Batteriespeichern, ist daher notwendig und wünschenswert. Es können unterschiedliche Betriebsweisen von Speichern differenziert werden, wobei häufig zwischen system-, netz- oder marktdienlichem Einsatz differenziert wird. Diese Betriebsweisen schließen einander jedoch nicht aus, sondern sind weitgehend kombinierbar.

Die zunehmende Wirtschaftlichkeit von Speichern bringt unterschiedliche und neue Anlagenkonzepte hervor, die je nach ihrem Einsatzgebiet unterschiedlichen Prioritäten und Zielsetzungen folgen (z.B. Eigenverbrauchsoptimierung, Fahrplantreue von Hybridanlagen, gewinnoptimierte Teilnahme an Elektrizitätsmärkten). Dabei gewinnen vor allem auch Energiespeicher „hinter dem Zählpunkt“, also in einer Kundenanlage mit Lasten und/oder Stromerzeugungsanlagen, an Bedeutung. Eine zuletzt stark zunehmende Anzahl an Anfragen von Netzbenutzern und -betreibern zu diesem Thema deutet darauf hin, dass Klärungsbedarf in Bezug auf Anforderungen und Regelungen zum Netzanschluss und Betrieb von Speichern besteht.

Aktion 16: Veröffentlichung eines „Speicher-Leitfadens“

E-Control setzt sich für klare Regeln und die Schließung gesetzlich-regulatorischer Lücken ein. Mit der Veröffentlichung eines „Speicher-Leitfadens“ sollen mögliche Anschlussvarianten erläutert, Anforderungen unterschiedlicher Konfigurationen geklärt und häufige Fragen bezüglich Speicher beantwortet werden.

Ziel: Klarstellung der Netzanschlussmöglichkeiten für Speicher und deren Anforderungen

5.3 Herausforderung: Pauschalen für Netzanschlussprozesskoordination und Abnahme von Stromerzeugungsanlagen

Durch das interne Reporting der Beratungsstelle zum Thema Netzanschluss sind Fälle zum Vorschein gekommen, von denen beim Anschluss von PV-Anlagen eine Pauschale für die Anschlusskoordination und Abnahme verrechnet worden ist. Die Pauschalen, gestaffelt je nach Anlagengröße, wurden in Preisblättern der sonstigen Leistungen des Netzbetreibers ausgewiesen und sind ergänzend zum Netzzutrittsentgelt gemäß § 54 EIWOG 2010 [6] verrechnet worden, dass ist aus Sicht der E-Control nicht zulässig.

Laut Informationen der Verteilernetzbetreiber werden damit Aufwände, wie Prüfung des Antrags auf Netzzugang, Festlegung des Anschlusskonzepts, Kontakt bei Fragen, Netzzurückwirkungsprüfung, Prüfung der Fertigstellungsmeldung, sowie die Abnahme vor Ort abgegolten.

Aktion 17: Überwachung der regulatorischen Vorgaben

E-Control setzt sich für die Einhaltung aller regulatorischen Vorgaben ein, die für den Netzanschluss und Netzzugang von Stromerzeugungsanlagen erforderlich sind und greift Verstöße gegen gesetzliche Bestimmungen in diesem Zusammenhang in Aufsichtsverfahren auf bzw. führt auf Antrag Streit-schlichtungsverfahren durch.

Ziel: Sicherstellung der Einhaltung aller regulatorischen Vorgaben

5.4 Herausforderung: Separate Lieferverträge für flexible Betriebsmittel (mittels Subzähler und virtuellen Zählpunkten)

Aufgrund der wachsenden Bedeutung von volatilen Stromerzeugungstechnologien nehmen Preisschwankungen an den kurzfristigen Strommärkten zu und immer häufiger kommt es zu Stunden mit sehr niedrigen oder negativen Preisen. Da Haushalte und andere Kleinkunden zumeist Lieferverträge mit statischen Preisen haben, sind diese kurzfristigen Preissignale für einen Großteil der Stromverbraucher irrelevant. Für sie besteht keinerlei finanzieller Anreiz, Stromverbrauch in Zeiten mit hohem Dargebot aus Erneuerbaren und damit niedrigen Großhandelspreisen zu verschieben. Aus systemischer Sicht stellt dies eine Ineffizienz dar, da Potenziale für Lastverschiebungen, die insgesamt preisdämpfend wirken und die Schaffung eines 100 % erneuerbaren Stromsystems erleichtern können, ungenutzt bleiben. In den Bereichen Haushalt und Gewerbe stellen insbesondere Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Elektroboiler solche weitgehend ungenutzten Flexibilitätspotenziale dar.

Zwar gibt es bereits zahlreiche Anbieter für Lieferverträge mit dynamischen, an Börsepreise gekoppelten Endkundenpreisen, der Marktanteil solcher Lieferverträge ist aber nach wie vor sehr gering. Ein naheliegender Grund für die Skepsis von Endkunden gegenüber dynamischen Lieferverträgen ist, dass ein Großteil des Stromverbrauchs von typischen Kleinkunden nicht oder nur mit Komfortverlust in Zeiten niedriger Preise verlagert werden kann. Es besteht das Risiko, dass Einsparungen durch zeitlich optimierten Betrieb von Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen etc. dadurch überkompensiert werden, dass ein gewisser Strombezug in Zeiten hoher, teilweise sehr hoher, Energiepreise anfällt.

Dieses Risiko kann vermieden und die Attraktivität dynamischer Preismodelle erhöht werden, indem für flexible Lasten ein eigener Zählpunkt eingerichtet, und nur für diesen ein dynamisches Preismodell gewählt wird, während für den „Restbezug“ ein risikofreier Liefervertrag mit statischen Preisen bestehen bleibt. Ein zweiter Zählpunkt ist für Kleinkunden im bestehenden Rechtsrahmen grundsätzlich möglich, bringt jedoch einen erheblichen Nachteil: Wenn eine Eigenversorgungsanlage betrieben wird, ist für den zweiten Zählpunkt keine Eigenversorgung mehr möglich. Auch wenn die Zählpunkte denselben Netzanschlusspunkt haben, ist der gesamte Bezug des zweiten Zählpunktes als Netzbezug zu werten, sodass in vollem Umfang Netzentgelte zu entrichten sind. Aus diesem Grund kommt die Errichtung eines zweiten Zählpunktes für Netzbenutzer mit Eigenerzeugungsanlagen kaum in Frage.

Es braucht also ein Konzept, das die Vorteile eines separaten Liefervertrages für flexible Betriebsmittel mit der Möglichkeit von Eigenversorgung beider Zählpunkte – jenem mit statischem und jenem mit dynamischem Preismodell – kombiniert. Eine Lösung besteht darin, mehrere Lieferverträge an einem Zählpunkt zu ermöglichen, und durch geeichte Stromzähler innerhalb der Kundenanlage eine saubere Trennung der den verschiedenen Lieferverträgen zuzurechnenden Bezugsmengen sicherzustellen. Diese Möglichkeit für Stromkunden, mehrere Zählpunkte je Netzanschlusspunkt in Anspruch zu nehmen, um mehrere Lieferverträge abschließen zu können, ist auch in Artikel 4 der im Sommer 2024 erlassenen Überarbeitung der europäischen Strom-Binnenmarkttrichtlinie RL (EU) 2019/944 [10] vorgesehen und wurde im Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes aufgegriffen (§ 18 Abs. 2) [11].

Für die Umsetzung dieses Konzeptes ist es notwendig, einen klaren regulatorischen Rahmen für „Subzähler“, also weitere Stromzähler innerhalb einer Kundenanlage, zu schaffen. Bei Subzählern soll es sich um intelligente Stromzähler handeln, die dieselben Anforderungen erfüllen wie reguläre

Smart Meter und in die Abrechnungssysteme der Netzbetreiber eingebunden sind. Wenn ein Subzähler elektrisch „hinter“ einem Hauptzähler installiert wird, können für die Abrechnung von Netzentgelten weiterhin ausschließlich Messwerte des Hauptzählers herangezogen werden. Die Messwerte des Subzählers dienen der Aufteilung der aus dem öffentlichen Netz bezogenen Energiemengen auf verschiedene Lieferverträge. Dafür sind Berechnungsmethoden zu definieren, die in den Systemen der Netzbetreiber zu implementieren sind. Berechnete Zählerwerte werden sogenannten „virtuellen Zählpunkten“ zugeordnet, die anschließend wie reguläre, auf Messwerten basierende Zählpunkte in die Marktkommunikation eingehen.

Aktion 18: Regelungen für Subzähler und virtuelle Zählpunkte

E-Control plant, allgemeine Regelungen zu Subzählern und virtuellen Zählpunkten in den Marktregeln festzulegen, die für Netzbenutzer die Möglichkeit mehrerer Lieferverträge an einem (Haupt-)Zählpunkt schaffen. Diese Regelungen zielen insbesondere darauf ab, separate Lieferverträge mit dynamischen Preisen für flexible Betriebsmittel wie Ladeeinrichtungen oder Wärmepumpen zu ermöglichen. Die Ab- bzw. Berechnungsregeln für die damit verbundenen virtuellen Zählpunkte sollen sicherstellen, dass aus separaten Lieferverträgen keine Nachteile in Hinblick auf Eigenversorgung entstehen.

Ziel: *Schaffung klarer Regelungen für mehrere Lieferverträge hinter einem (Haupt-)Zählpunkt, um Lieferverträge mit dynamischen Preisen für Kleinkunden attraktiver zu machen und systemdienliche Flexibilitätspotenziale zu heben.*

6 Quellen

- [1] Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), BGBl. I Nr. 7/2022, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007046>, Zugriff am 14.11.2024
- [2] #mission2030: Die österreichische Klima- und Energiestrategie, https://www.bundeskanzleramt.gv.at/dam/jcr:903d5cf5-c3ac-47b6-871c-c83eae34b273/20_18_beilagen_nb.pdf, Zugriff am 14.11.2024
- [3] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), BGBl. I Nr. 150/2021, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>, Zugriff am 14.11.2024
- [4] Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan (ÖNIP), <https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:d4d6888b-8e57-4ec6-87c3-0ffec220d83f/Integrierter-oesterreichischer-Netzinfrasturkturplan.pdf>, Zugriff am 14.11.2024
- [5] Berichte Erhebung Netzanschluss, https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/berichte#p p id com liferay journal content web portlet JournalContentPortlet_INSTANCE_I9lkdcBLOtZa ; Zugriff am 14.11.2024
- [6] Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I. Nr. 5/2023, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>, Zugriff am 14.11.2024
- [7] TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinstenerzeugungsanlagen, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Stromerzeugungsanlagen_Typ_A_Version_1.3.pdf/64f04fde-d7cc-1bcc-b8ac-1682b04bbb8f?t=1720510145101, Zugriff am 14.11.2024
- [8] Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012), <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008149>, Zugriff am 14.11.2024
- [9] Berichte zur kommerziellen Qualität der Strom- und Gas Verteilernetzbetreiber gemäß § 19 1 EIWOG 2010, <https://www.e-control.at/kommerzielle-qualitaet-der-netzdienstleistung>, Zugriff am 14.11.2024
- [10] Richtlinie (EU) 2019/944 des europäischen Parlamentes und Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1731601274099&uri=CELEX%3A32012L0027>, Zugriff am 14.11.2024
- [11] 310/ME XXVII. GP - Ministerialentwurf – Gesetzestext, Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts-Definitions-Gesetz; Energie-Control-Gesetz, Änderung, https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/310/fname_1604976.pdf, Zugriff am 14.11.2024
- [12] Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Methode der freien Einspeisekapazität gemäß § 20 EIWOG 2010 festgesetzt wird (Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 - (KBM-V 2022), https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_350/BGBLA_2022_II_350.html], Zugriff am 14.11.2024

- [13] Abfrage Anlagenregistrierung Herkunftsnachweisdatenbank, <https://www.e-control.at/stromnachweis/anmeldung>, Zugriff am 14.11.2024
- [14] TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Stromerzeugungsanlagen_Typ_B_Version_1.3.pdf/9a84d5cb-4a21-483f-fa30-0582bc3b662f?t=1720510195193, Zugriff am 14.11.2024
- [15] Trinkner et al. (2022), siehe https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/studien#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_6yD7tYunwUJI, Zugriff am 14.11.2024
- [16] TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen, <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR+Erzeuger+Typ+A+V1.2.pdf/0b3e3ab1-34c1-fc59-b422-514436713933?t=1649704105946>, Zugriff am 14.11.2024
- [17] TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/TOR+Erzeuger+Typ+B+V1.2.pdf/6b9313cf-9df0-2ff0-7aa2-a675cfe39a8b?t=1649704169520>, Zugriff am 14.11.2024
- [18] Wechselrichterliste TOR Erzeuger Typ A, <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/wechselrichterliste-tor-erzeuger-typ-a>, Zugriff am 14.11.2024
- [19] OVE-Richtlinie R 25:2020-03-01: Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen
- [20] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=OJ%3AJOL_2016_112_R_0001, Zugriff am 14.11.2024
- [21] Informationen zur Überarbeitung des NC RfG, <https://www.acer.europa.eu/electricity/connection-codes>, Zugriff am 14.11.2024
- [22] OVE EN 50160:2020-12-01: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [23] TOR Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_D2_V2.4+30.10.2017.pdf/b059c61c-10c4-4969-a265-46836b7c0870?t=1509354768234, Zugriff am 14.11.2024
- [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); <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010589>, Zugriff am 14.11.2024
- [25] ÖNORM M 7101:2013-11-1: Begriffe der Energiewirtschaft – Allgemeine Begriffe
- [26] Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>, Zugriff am 14.11.2024
- [27] Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen Anforderungen für den Datenaustausch 2024 (SOGL Datenaustausch-V 2024), <https://ris.bka.gv.at/GeltendeFassung/Bundesnormen/20012698/SOGL%20Datenaustausch-V%20a02024%20Fassung%20vom%2001.12.2024.pdf?FassungVom=2024-12-01>, Zugriff am 14.11.2024

- [28] TOR Verteilernetzanschluss für die Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5), [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Verteilernetzanschluss - Mittelspannung_V1.2.pdf/fe3139a9-ac28-4988-f9c2-17e8f7499727?t=1720509870829](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Verteilernetzanschluss_-_Mittelspannung_V1.2.pdf/fe3139a9-ac28-4988-f9c2-17e8f7499727?t=1720509870829), Zugriff am 14.11.2024
- [29] TOR Verteilernetzanschluss für die Hochspannung (Netzebene 3), [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Verteilernetzanschluss - Hochspannung_V1.2.pdf/eec11439-f645-b449-a397-fa56d72a32f2?t=1720509926723](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Verteilernetzanschluss_-_Hochspannung_V1.2.pdf/eec11439-f645-b449-a397-fa56d72a32f2?t=1720509926723), Zugriff am 14.11.2024

Anhang

A1 Inhalte Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

Ausgangssituation

- Charakterisierung des Netzes und des Versorgungsgebietes
- Darstellung von Trends der letzten Jahre
- Transparenz hinsichtlich verfügbarer Kapazitäten gem. § 20 EIWOG 2010 [6]

Planungsannahmen

- Transparenz hinsichtlich prognostizierter Entwicklung von Einspeisung und Last in den nächsten zehn Jahren
- Nachweis der adäquaten Berücksichtigung nationaler und europäischer Zielsetzungen in der Planung von Verteilernetzen

Planungsgrundsätze und -methoden

- Erläuterung der Methoden und Kriterien zur Ermittlung des Netzausbau- und Flexibilitätsbedarfs
- Nachweis der Berücksichtigung von Flexibilitätsleistungen in der Netzplanung
- Beschreibung der verwendeten Analysemethoden und -werkzeuge

Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen

- Beschreibung konkreter Netzausbauprojekte und -programme für die nächsten zehn Jahre
- Transparenz bei laufenden und geplanten Maßnahmen, deren Zeitpläne und Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten
- Bereitstellung von Informationen und Planungsgrundlagen für Netzbenutzer

Flexibilitätsleistungen

- Beschreibung der im Versorgungsgebiet eingesetzten Maßnahmen zur Nutzung der Flexibilität von Netzbenutzern, wie bspw. marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung mittels Ausschreibungen, Netzanschlussverträge mit unterbrechbarer/variabler Leistung etc.
- Transparenz hinsichtlich der aktuellen Nutzung und des prognostizierten Bedarfs an Flexibilitätsleistungen
- Bereitstellung von Informationen über geplante Maßnahmen (für Netzbenutzer und die Regulatorbehörde)
- Dokumentation des Umsetzungsstandes der für Flexibilitätsmanagement erforderlichen Instrumente

A2 Erhebungsumfang

Abgefragt wird von Stromerzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen und elektrischen Energiespeichern je Netzebene:

- Anzahl von Anträgen auf Netzzutritt/Netzzugang, die durchschnittliche Zeitdauer zwischen Einlangen des Antrags und der Bestätigung des Antrags
- Anzahl von zugesagten Netzzutritts-/Netzzugangsanfragen (Bestätigung der Anzeige bzw. Abschluss eines Vertrags auf Netzzugang)
- Anzahl von eingeschränkten Netzzutritts-/Netzzugangsanfragen (Bestätigung der Anzeige bzw. Abschluss eines Vertrags über den Netzzugang mit reduzierter Einspeiseleistung)
- Anzahl von Netzzutritts-/Netzzugangsanfragen ohne Vertragsabschluss (Bestätigung vom Netzbenutzer ausständig, keine Einigung)

Bei Stromerzeugungsanlagen werden zusätzlich folgende Zeitdauern abgefragt:

- t_{Antrag} : Zeitdauer zwischen Einlangen des Antrags auf Netzzugang und der Bestätigung des Antrages
- $t_{\text{Anschluss}}$: Zeitdauer zwischen Einlangen der Zusage des Netzbenutzers zum Angebot für den Vertrag zum Netzzugang und den Abschluss der Maßnahmen im Verteilernetz, welche den Netzanschluss des Netzbenutzers ermöglichen
- t_{Betrieb} : Zeitdauer zwischen Einlangen der Fertigstellungsmeldung beim Netzbetreiber und der Erteilung der Betriebserlaubnis der Stromerzeugungsanlage

Bei Stromerzeugungsanlagen wird zusätzlich nach den folgenden Technologien und Leistungsklassen unterschieden:

| Technologie | Größenklasse |
|--|--|
| Photovoltaik | Maximalkapazität < 0,8 kW (nur bei Photovoltaik) |
| Windkraft | Maximalkapazität $\geq 0,8$ kW und ≤ 20 kW |
| Wasserkraft | Maximalkapazität > 20 kW und < 250 kW |
| Geothermie | Maximalkapazität ≥ 250 kW und ≤ 1 MW |
| Sonstige Erneuerbare und biogene Brennstoffe (fest, flüssig, Biogas, Deponie- und Klärgas, sonstige Biogene) | Maximalkapazität > 1 MW und ≤ 5 MW |
| | Maximalkapazität > 5 MW und < 35 MW |
| Fossile Brennstoffe, Derivate, sonstige nicht-biogene Brennstoffe, Mischfeuerung | Maximalkapazität ≥ 35 MW und < 50 MW |
| | Maximalkapazität ≥ 50 MW |

Bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Heizanlagen, Klimageräte und elektrischen Energiespeichern wird zusätzlich nach den folgenden Leistungsklassen bzw. Speicherkapazitäten unterschieden:

| Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge | Elektrische Energiespeicher |
|---|--|
| Nennleistung < 10 kW | Speicherkapazität < 10 kWh |
| Nennleistung \geq 10 kW und < 22 kW | Speicherkapazität \geq 10 kWh und \leq 50 kWh |
| Nennleistung \geq 22 kW und \leq 42 kW | Speicherkapazität \geq 50 kWh und \leq 500 kWh |
| Nennleistung > 42 kW | Speicherkapazität > 500 kWh |

| Heizanlagen (inkl. Wärmepumpen) | Klimageräte/Kälteanlagen |
|---|---|
| Nennleistung < 10 kW | Nennleistung < 10 kW |
| Nennleistung \geq 10 kW und \leq 100 kW | Nennleistung \geq 10 kW und \leq 100 kW |
| Nennleistung > 100 kW | Nennleistung > 100 kW |

A3 Übersicht und Status Quo der Aktionen

| Aktion | | Status Quo | Seite |
|----------------------|---|--|-------|
| 1 | Anträge auf Netzzutritt und -zugang via Online-Portal |  ✓ | 12 |
| 2 | Laufendes Monitoring zur Einhaltung der Bearbeitungsdauer t_{Antrag} gemäß den gesetzlichen Vorgaben | ✓ | 14 |
| 3 | Standardisierung von Prozessen zur Netzanschlussbeurteilung |  ✓ | 16 |
| 4 | Monitoring des Fortschritts der Digitalisierungsmaßnahmen |  | 18 |
| 5 | Alternativen bei fehlender Netzkapazität |  | 20 |
| 6 | Leitfaden für Netzentwicklungspläne für Verteilernetze | ✓ | 21 |
| 7 | Transparenz der verfügbaren Netzkapazitäten auf Netzebene 4 | ✓ | 22 |
| 8 | Harmonisierung der Anforderungen der Netztrenn- bzw. Umschalt-einrichtungen für Notstromsysteme | ✓ | 25 |
| 9 | Anpassung der lokalen Blindleistungsregelung |  | 26 |
| 10 | Optimale Ausnutzung der Spannungsbandbewirtschaftung |  | 27 |
| 11 | Vereinfachung der Konformitätsnachweise | ✓ | 27 |
| 12 | Klarstellung zu Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer | ✓ | 28 |
| 13 | Veranstaltungen und Multiplikatoren |  ✓ | 32 |
| 14 | Netzanschluss-Datenerhebung | ✓ | 33 |
| Neue Aktionen | | | |
| 15 | Harmonisierung der Kosten für die Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle |  | 35 |
| 16 | Veröffentlichung eines „Speicher-Leitfadens“ |  | 36 |
| 17 | Überwachung der regulatorischen Vorgaben |  | 36 |
| 18 | Regelungen für Subzähler und virtuelle Zählpunkte |  | 38 |
| Legende | | | |
| ✓ umgesetzt |  tw. umgesetzt, laufend |  weitere Gespräche, Aktivitäten | |