

# Positionspapier 1/2022 der Technologieplattform Smart Grids Austria

## Netzfrendlichkeit von Erneuerbare Energie Gemeinschaften in Österreich

Das Erneuerbaren Ausbau Gesetz<sup>1</sup> (EAG) wurde im Sommer 2021 im österreichischen Nationalrat beschlossen und somit werden Erneuerbare Energie Gemeinschaften (EEG) gesetzlich ermöglicht. Die Anreize für die Teilnahme an EEGs, die der gesetzliche Rahmen ermöglicht, sind in erster Linie finanziell geprägt. Eine Reduktion der Netzentgelte um rund 60% für die lokale Nutzung von erneuerbarer Energie, die Befreiung vom Erneuerbaren-Förderbeitrag und von der Elektrizitäts-Abgabe für Strom aus Photovoltaik ist vorgesehen.

Auch wenn der wichtige rechtliche Rahmen durch das EAG gegeben ist, gibt es aktuell noch einige Herausforderungen, die für eine erfolgreiche, volkswirtschaftlich sinnvolle Umsetzung von EEGs zu lösen sind.

Die Energiewende und die damit verbundenen Elektrifizierung des Energiesystems bringt das Thema der notwendigen Stromnetzertüchtigung und -ausbaus mit sich. In diesem Sinne stellt sich die Frage, inwieweit die zukünftigen Prozesse und Technologien, die für einen Betrieb von EEGs notwendig werden, auch für ein netzdienliches bzw. netzfrendliches Verhalten der neuen Marktteilnehmer genutzt werden können.

### Definition des netzfrendlichen Verhaltens

Die wichtigsten Themen für netzfrendliches Verhalten von Verbrauchern und Erzeugern sind im Allgemeinen:

- Einhaltung von Spannungs- und Strombelastungsgrenzen
- Vermeidung von Lastspitzen
- Vermeidung von unzulässigen Netzurückwirkungen

jeweils unter Berücksichtigung der aktuellen netzbetrieblichen Anforderungen.

Um ein netzfrendliches Verhalten der zukünftigen Marktteilnehmer (auch auf Endkundenebene) zu ermöglichen, braucht es noch weitere wichtige rechtliche, regulatorische und organisatorische Anpassungen. So müssen den EEGs auch eine aktive Rolle hinsichtlich Umsetzungen von Smart Grids übertragen werden, in dem ein optimierter und netzfrender Betrieb von „aktiven“ EEGs ermöglicht wird.

Detaillierte Information und Handlungsempfehlungen zu den angesprochenen Themen finden Sie im Folgendem. Für die weiterführende Bearbeitung der Themen bietet die Technologieplattform ein zielgerichtetes Angebot.

### Kontaktdaten

**Dr. Angela Berger**, Geschäftsführerin  
1060 Wien, Mariahilfer Straße 37-39

[angela.berger@smartgrids.at](mailto:angela.berger@smartgrids.at)  
[www.smartgrids.at](http://www.smartgrids.at)

<sup>1</sup> <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>

## Technische Voraussetzungen für Berücksichtigung der Netzsituation

Intelligente Erzeugungsanlagen und Verbraucher können auf die aktuelle Netzsituation reagieren und damit den Netzbetrieb unterstützen. Dies kann auf unterschiedliche Weise funktionieren.

### Statische Vorkehrungen durch Netzanschlussbedingungen

Netzverträgliches Verhalten einer erneuerbaren Energiegemeinschaft (EEG) wird mit Hilfe der Netzanschlussbedingungen von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen, also durch die sogenannten „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen<sup>2</sup> (TOR)“ geregelt. Diese schreiben technische Spezifikationen vor, die von den Anlagen als Voraussetzung für den Netzanschluss und den Betrieb eingehalten werden müssen. Jedoch sind diese Spezifikationen statisch vorgeschrieben, das bedeutet, die Anlagen werden mit einem „passivem“ Verhalten (z.B.  $\cos\phi$ -Einspeisevorgaben) mit fixen Einstellungen an das Stromnetz angeschlossen.

### Aktive Reaktion auf aktuelle Netzzustände

Netzdienliches Verhalten ist dann gegeben, wenn die Anlagen auf erkennbare kritische Situationen individuell und anlagenspezifisch reagieren. Eine Voraussetzung dafür ist den lokalen Netzzustand zu kennen. Die Anlagen werden dann „aktiv“ gesteuert, um kritische Netzsituationen zu vermeiden oder zu beheben (z.B. Q(U)- bzw. P(U)-Regelung – auch in TOR geregelt - oder Reduktion der Ladeleistung bei Elektrofahrzeugen, verzögertes oder vorzeitiges Aufheizen von Warmwasser und/oder Räumen). Eine erneuerbare Energiegemeinschaft kann hierzu koordiniert auf Anlagen der Gemeinschaft sowie jene der Mitglieder zurückgreifen und diesen Service am Netz somit optimiert/aggregiert als Dienstleistung anbieten (ebenso wie aktive Kunden das einzeln auch können). Dabei ist aber nun die Netztopologie mit ihren jeweiligen Schaltzuständen und Anlagenzuordnungen zu den Netzsträngen zu berücksichtigen. Wegen laufend wechselnder Systemzustände und beträchtlicher Komplexität kann dies nur in permanenter Abstimmung mit dem Netzbetreiber oder gleich mit permanenter Vorgabe durch den Netzbetreiber gelingen.

Als netzfreundliches Verhalten ist ebenfalls ein „aktiver“ Beitrag der Anlagen zu verstehen. Dieser beruht jedoch nicht auf Signalen und Steuerung des Netzbetreibers und dem realen Netzzustand, sondern auf holistischen Erfahrungswerten. Darunter versteht man z.B. die Anpassung des lokalen Verbrauchs bei hoher lokaler Erzeugung (Stichwort: Sonnenschein) durch Flexibilitäten z.B. Be-/Entladen von Batteriespeichern, oder de-/aktivieren von Wärmepumpen oder Ladesäulen.

Aktives Reagieren kann in einer erneuerbaren Energiegemeinschaft zum Nutzen der Teilnehmer, d.h., zur optimalen Nutzung der gemeinschaftlich verwendeten Erzeugungsanlagen, koordiniert und optimiert werden. Durch dieses Verhalten werden die individuellen TOR optimal genutzt; d.h., Lastspitzen die zur lokalen Abregelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen führen würden, werden somit so gut als möglich gemeinschaftlich vermieden. Die Beherrschung beträchtlicher Komplexität ist aber eine Voraussetzung dafür, da erfahrungsgemäß in der Praxis der Wechsel von Lastbezug auf Einspeiserbetrieb täglich oder auch stündlich stattfinden kann. Und auch Wartungsarbeiten im Netz erfolgen zwar relativ selten, dürfen dann aber ebenfalls zu keinen kritischen Systemzuständen führen.

---

<sup>2</sup> <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor>

## Handlungsbedarf und Rahmenbedingungen für „aktive“ Energiegemeinschaften

Die Rahmenbedingungen und Anreize für „aktive“ EEGs, welche auf aktuelle Netzsituationen reagieren können, und die daraus folgende Netzfremdlichkeit müssen rechtlich und regulatorisch geschaffen werden. Die folgenden Handlungsempfehlungen dienen dazu, eine höhere Netzfremdlichkeit durch flexible Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen in „aktiven“ EEGs zu erzielen.

Die Komplexität in der Startphase der Umsetzungen von EEGs ist sehr hoch, da noch grundlegende Fragen zu klären sind und der erfolgreiche Betrieb zu testen ist. Jedoch müssen für massenfähige Lösungen schon jetzt die Weichen für eine aktive Teilnahme von flexiblen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen und deren gemeinschaftlicher Nutzung gelegt werden. Aktive EEGs können als Grundlage und „Labore“ für die weitere Marktintegration von aggregierten Flexibilitäten für einen (über)regionalen Einsatz genutzt werden. Dabei ist jedoch lokal auf mögliche negative Folgen einer sog. „Schwarmsteuerung“ zu achten, die örtlich ein Teilnetz überlasten können.

### Regulatorischer Handlungsbedarf (Zielgruppe Regulierung, Legistik)

- **Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur**

Die Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur (Tarife 2.1<sup>3</sup>) muss im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz<sup>4</sup> (EIWOG) angepasst werden. Der Entwurf für die Tarife 2.1 sieht einen stärkeren Fokus auf die leistungsabhängige Komponente der Netztarife vor. Diese können einen Anreiz für netzfremdliches Verhalten schaffen und positive Steuerungseffekte für den Netzbetrieb bewirken, da z.B. Lastspitzen zu Kostenerhöhungen führen würden. Für ein verstärktes netzdienliches bzw. netzfremdliches Verhalten der Anlagen werden Netztarife allein jedoch nicht ausreichen und es braucht zielgerichtete zusätzliche Maßnahmen zur Abwehr von systemkritischen Netzausfällen sowie schwerwiegenden Schäden an zentralen Netzbetriebsmitteln.

- **Adaptierungen der (bestehenden) Netzzugangsverträge**

Die neuen Netzentgelte als ausschließliche Anreize zur Lastreduktion sind nicht ausreichende Mittel für einen gesichertes netzfremdliches Verhalten für den Netzbetrieb. Daher muss eine Leistungsbeeinflussung mittels Vorgaben von Netzbetreibern ermöglicht werden und im Netzzugangsvertrag mit dem Endverbraucher geregelt sein. Wenn Bestandsanlagen „aktiven“ EEGs beitreten, so muss es auch für solche Fälle die Möglichkeit geben, Adaptierungen im Netzzugangsvertrag durchzuführen. Damit muss sichergestellt werden, dass durch „aktive“ EEGs das Verhalten von Endkundenanlagen keine Netzüberbelastung verursacht und dadurch entsprechende Gegenmaßnahmen eingesetzt werden müssen. Diesen Änderungen muss der Endkunde zustimmen damit er die finanziellen Vorteile als Mitglied in einer „aktiven“ EEG nutzen kann.

- **Nutzung der Smart Meter Daten für die Netzoptimierung**

Gemäß §84a EIWOG ist es dem Netzbetreiber nicht erlaubt, die Messwerte aus Smart Meter ohne ausdrückliche Zustimmung des Endverbrauchers für Netzplanung und –betrieb zu verwenden. Smart Meter sind als Energiezähler ausgelegt und können je nach Spezifikation teilweise keine Strom- und Spannungswerte auskoppeln. Es wird inzwischen allgemein als notwendig erachtet, die verfügbaren Smart Meter Daten den Netzbetreibern für ihre Aufgaben gemäß §45 EIWOG zur

<sup>3</sup> <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1>

<sup>4</sup> <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>

Verfügung zu stellen, um die gewaltigen Herausforderungen der Energiewende kosteneffizient zu bewältigen. Die Nutzung der Daten ermöglicht es, länger mit den Bestandsnetzen auszukommen, weil bestehende Reserven sichtbar gemacht werden. Des Weiteren werden Optimierungen beim Netzausbau unterstützt. Die Nutzung der vorhandenen Informationen soll auch die Komplexität und den Aufwand für die Umsetzung von „aktiven“ EEGs für die Netzbetreiber verringern, sowie deren Verbreitung volkswirtschaftlich sinnvoller zu ermöglichen.

## Technologischer Handlungsbedarf (Zielgruppe Industrie, Netzbetreiber)

- **Standardisierte Kundenschnittstellen der Smart Meter**

Nach aktuellen Angaben der E-Control5 soll der Smart Meter Rollout bis 2024 durchgeführt werden. Smart Meter sind ein wichtiger Baustein für die Implementierung von Smart Grids, EEGs und der Energiewende. Der technologische Fortschritt der steuerbaren Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen ist rasant und der Funktionsumfang der derzeit eingesetzten Smart Meter kann mit diesem Fortschritt schwer mithalten. Das bedeutet, dass der Smart Meter z.B. nicht aktiver Teil in einer bidirektionalen Kommunikation mit einem Energiemanagementsystem ist, sich die Schnittstellen zu Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen aber (unter großem Druck) rasch weiterentwickeln.

Daher ist es zielführender, die Echtzeitdaten der Smart Meter den Endkunden zur Verfügung zu stellen und für „aktive“ EEGs nutzbar zu machen. Österreichs Energie hat im Februar 2021 die Fa. Ginzinger electronics systems mit der Entwicklung einer standardisierten Kundenschnittstelle beauftragt. Diese soll demnächst verfügbar sein. Eine standardisierte und einfache „plug&play“ Lösung mit einem offenen Zugang wird nämlich allseits dringend erwartet. Nur so können auch massentaugliche Endanwenderlösungen implementiert werden, die eine notwendige Grundlage für „aktive“ EEGs sind.

- **Unterstützende Maßnahmen für den Netzausbau**

Die Energiewende und die fortschreitende Elektrifizierung des Energiesystems durch dezentrale Einheiten werden Netzausbau und -ertüchtigung notwendig machen. Netzausbaupläne werden mit ausreichenden zeitlichen Entwicklungsphasen erstellt und in den kommenden Jahren mit hohem Aufwand umgesetzt.

Den Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EU) 2019/944 folgend, werden die Ausbaupläne der Verteilernetzbetreiber sowie die zugrundeliegenden Planungsgrundsätze künftig in Verteiler-Netzentwicklungsplänen veröffentlicht werden, wobei Flexibilitäten und steuerbare Lasten wie Wärmepumpen und Ladestellen besondere Berücksichtigung finden sollen.

Ohne Anpassung der Rahmenbedingungen für „aktive“ EEGs können Netzbetreiber deren Potential für eine Reduktion des Netzausbaus nicht berücksichtigen. Nach der geltenden Regulierung muss der Netzbetreiber die Netzkapazitäten auf, die maximal zu erwartenden Anschlussleistungen dimensionieren. Ein netzfreundliches Verhalten von Endkundenanlagen kann durch Garantie einer maximalen Anschlussleistung bzw. durch Lastreduktion der EEG erreicht werden. Durch geeignete Rahmenbedingungen könnte der Netzbetreiber infolge eines Beitrages von „aktiven“ EEGs durch intelligente Lösungen den Netzausbau vermindern bzw. verzögern, wodurch die zusätzlichen Netzausbaukosten geringer ausfallen können.

---

<sup>5</sup> <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Smart-Meterbericht-2020.pdf/b02cd50c-4b66-a1bc-9754-b7d6fe284c93?t=1608533778525>

## Wirtschaftlicher Handlungsbedarf (Zielgruppe: alle Marktteilnehmer)

- **Schaffung eines Flexibilitätsmarktes**

Um auch die wirtschaftlichen Anreize für netzfreundliches Verhalten der EEGs zu erhöhen, braucht es einen Flexibilitätsmarkt für dezentrale Einheiten für die Erfordernisse im Verteilnetz. Eine notwendige Voraussetzung dafür ist die Kenntnis des Netzzustandes in Echtzeit auch in den unteren Spannungsebenen. Obwohl derzeit in den Netzausbau investiert wird, sind die Voraussetzungen noch nicht geschaffen, um das notwendige sog. „Ampelmodell“<sup>678</sup> frühestmöglich umzusetzen.

Die drei Ampelphasen bedeuten: In der grünen Ampelphase liegen keine kritischen Netzzustände vor und EEGs können ihre Eigeninteressen (z.B. max. Eigenverbrauch, Marktoptimierung) voll ausschöpfen. In der roten Ampelphase besteht eine Gefährdung der Netzstabilität und der Netzbetreiber greift mit Vorrang steuernd in den Netzbetrieb ein, um die Weiterversorgung zu retten. In der gelben Ampelphase zeichnet sich in einer Vorausschau ein Netzengpass ab. In dieser Situation soll der neu zu schaffende Flexibilitätsmarkt Abhilfe bringen, indem die Netznutzer ihr Verhalten durch die Steuerung der Anlagen anpassen und ihre Beteiligung am Flexibilitätsmarkt abgegolten bekommen. Die Schaffung von lokalen Flexibilitätsmärkten kann so die ökonomischen Umsetzungsanreize für „aktive“ EEGs erhöhen und damit netzfreundliches und netzdienliches Verhalten von Endkundenanlagen forcieren.

### Weiterhin offene Fragen zu Flexibilitätsmärkten:

- Welche „Systemgröße“ (Mittel-, Niederspannung) sollen solche Märkte haben?
- Sind dezentrale Flexibilitätsmärkte auch liquide?
- Welche Handelsmechanismen sind notwendig?
- Wie sieht das Produktdesign aus?
- Wer sind die Bedarfsträger?

### Weitergehende Information zum Ampelmodell:

In Deutschland gibt es bereits einen rechtlichen Rahmen für das Ampelmodell. Die Grundlage ist hier zu finden:

- EnWG §13 Abs.1 Nr.1 (von Netzampel bei „gelb“ benutzt)
- EnWG §13 Abs.1 Nr.2 (von Netzampel bei „rot“ benutzt)
- EEG §14 (wurde früher von Netzampel bei „rot“ benutzt, ist aber zwischenzeitlich weggefallen<sup>9</sup>.)

<sup>6</sup> [https://www.bdew.de/media/documents/20150310\\_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20150310_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf)

<sup>7</sup> [https://www.bdew.de/media/documents/20170210\\_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf)

<sup>8</sup> BNetzA\_Flexibilitaetspapier.pdf (bundesnetzagentur.de), Seite 16

<sup>9</sup> [§ 14 EEG 2021 - Einzelnorm \(gesetze-im-internet.de\)](https://www.gesetze-im-internet.de/14_eeg_2021/)