



**German
Zero**

Stellungnahme

**zum "Eckpunktepapier zu
Nachfolgeregelungen für ARegV,
StromNEV und GasNEV" der
Bundesnetzagentur**

GermanZero
Februar 2024

In unserer Stellungnahme zum aktuellen Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu den Nachfolgeregelungen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) gehen wir gezielt auf die diskutierten Änderungen und Anforderungen an die Regulierung ein. Das Eckpunktepapier skizziert die regulatorischen Anforderungen an die Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft bis zum Jahr 2045 mit besonderem Fokus auf die Transformation des Stromsektors, die Notwendigkeit eines beschleunigten Netzausbaus sowie die Digitalisierung und Standardisierung von Prozessen zur Integration erneuerbarer Energien.

Ziel unserer Stellungnahme ist es, diese Diskussion zu erweitern, indem wir auf die Bedeutung einer zukunftsorientierten Ausgestaltung der Netzregulierung hinweisen, die lokale und dezentrale Energiegemeinschaften unterstützt, digitale Netzsteuerungen ermöglicht und Flexibilitätsanreize setzt. Dies steht im Einklang mit den Zielen des Eckpunktepapiers der BNetzA, den Regulierungsrahmen an die Erfordernisse der Energiewende anzupassen und gleichzeitig die Effizienz und Versorgungssicherheit der Energieinfrastruktur zu erhöhen.

1.) Geänderte Anforderungen an die Regulierung

Bezugstext / Originaltext

* Das Erfordernis einer Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft ist gesetzlich verankert. Nach dem Klimaschutzgesetz sind bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird.

* Im Strombereich bedeutet dies eine deutliche Ausweitung der erneuerbaren Stromerzeugung und eine Ausweitung des Strom- statt Gas-, Kohle- oder fossilen Kraftstoffverbrauchs in vielen Sektoren. Die Folge für den Netzbereich sind ein nochmal deutlich zu beschleunigender Netzausbau.

* Auf Ebene der Stromverteilernetzbetreiber gewinnt besonders der beschleunigte Anschluss von EE-Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladesäulen an Bedeutung, der nur durch eine stärkere Digitalisierung und Standardisierung der Prozesse bewältigt werden kann. Diese neuen Anforderungen erfordern ein hohes Maß an „Energiewendekompetenz“. Energiewendekompetenz zeigt sich u.a. in der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilernetze, der weiteren Beschleunigung der Netzanschlussverfahren und des Netzausbaus sowie der flächendeckenden Digitalisierung der Marktprozesse.

Anmerkung / Stellungnahme

Das Ziel, den Netzausbau und den Anschluss von EE-Anlagen zu beschleunigen, ist zu begrüßen, sollte aber noch erweitert werden. Insbesondere muss das Netz zukunftsfähig gestaltet werden, indem die Einbindung lokaler und dezentraler Energiegemeinschaften ermöglicht und gefördert wird. Dies erfordert eine digitale Netzsteuerung. Darüber hinaus sollte die Flexibilität von Unternehmen und privaten Stromkunden durch entsprechende Anreizsysteme gefördert werden. Sinnvoll ist auch die vorausschauende Planung zur netzdienlichen Integration von Stromspeichern. Der Umbau der Verteilnetze zu zellularen Strukturen ist zielführend.

Bei der Dekarbonisierung der Volkswirtschaft ist auf eine sektorübergreifende Energiewende bei gleichzeitig weitgehender Elektrifizierung auf der Basis erneuerbarer Energiequellen zu achten. Gleichzeitig müssen unbedingt die verfügbaren Ressourcen sparsam und effizient eingesetzt werden. Insbesondere scheidet vor diesem Hintergrund die Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher, für die Mobilität und Heizmittel im Wohnungsbereich weitgehend aus. Hintergrund ist die schlechte Effizienz bei der Elektrolyse sowie ggf. der Rückverstromung von

Wasserstoff, was den Zubau einer 3-6fachen Leistung im Vergleich zu direkter Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen erfordern würde. Nur in Prozessen, in denen Wasserstoff nicht substituiert werden kann, sollte er auch Verwendung finden.

Bei intelligenter Gestaltung der Produktion und des Verbrauchs von erneuerbarem Strom kann die Notwendigkeit des Netzausbaus insbesondere im Nieder- und Mittelspannungsbereich begrenzt werden. Dies ist durch die Integration von dezentralen lokalen Energiegemeinschaften sowie eine intelligente (digitale) Netzsteuerung und -überwachung möglich. Lokale Energiegemeinschaften haben den Vorzug, dass sie auf begrenzten Flächen ihre Stromversorgung teilweise oder weitgehend in die eigene Hand nehmen und an einem einzigen oder wenigen Anbindungspunkten mit dem Niederspannungsnetz (Verteilnetz) angeknüpft sind und somit nur wenig das Netz belasten.

Eine Möglichkeit, die angeforderten Lasten und die Verfügbarkeit von Leistung in Übereinstimmung zu bringen, ist ein intelligentes Lastmanagement oder Demand Side Management (DSM). Die künftige und teilweise bereits heutige Stromerzeugung ist großteils von den Energieversorgern nicht oder nur gering beeinflussbar, da sie bei der Photovoltaik von der Witterung, Tages- und Jahreszeit und somit der effektiven Sonneneinstrahlung und der Einstrahlungsdauer abhängt, bei der Windenergie von der Windstärke und einer laminaren Windströmung. Dagegen ist der Stromverbrauch in vielen Bereichen sehr viel einfacher zu steuern und vor auszuplanen. Sofern die Produktion nicht den kontinuierlichen Einsatz von Maschinen erfordert, können energieintensive Produktionsprozesse zeitlich gesteuert werden. Damit sind die Produktionszeiten mit entsprechend hohem Strombedarf in Zeiten verlegbar, in denen ein ausreichendes Stromangebot verfügbar ist (Lastflexibilität). Diese Flexibilisierung von Produktionszeiten wird es natürlich nicht kostenlos geben. Insofern ist die Lastflexibilität von Unternehmen durch entsprechende Anreizsysteme zu fördern. Dies kann z.B. über unterschiedliche situationsabhängige Stromtarife erfolgen. Tarife in Zeiten hohen Strombedarfs bei geringer Stromverfügbarkeit wären also höher als solche zu Zeiten eines Stromüberangebotes. - Oder es werden fixe Vergütungen gezahlt in Abhängigkeit z.B. von der Häufigkeit, Vorhersehbarkeit und Dauer der Flexibilität.

Ähnlich könnte auch für private Stromkunden vorgegangen werden bei Anlagen / Geräten mit hohem Strombedarf wie z.B. Wärmepumpen, Klimaanlage, Ladepunkten / Wallboxen. In diesem Zusammenhang wäre auch die netzdienliche Einbindung bidirektional ladbarer Elektrofahrzeuge sinnvoll. Ausgehend davon, dass künftig alle BEV über bidirektionale Lademöglichkeiten verfügen, stünde allein beim heutigen Stand der Zulassungen von BEV eine Speicherreserve von 30 GWh (50% der Nennkapazität) zur Verfügung. Dafür wären aber Regulierungsmechanismen zu schaffen, bei denen gewährleistet würde, dass BEV grundsätzlich außerhalb der Betriebszeiten an einen entsprechenden bidirektionalen Ladepunkt angeschlossen sind und ein Tarif für die Vergütung der Stromentnahme geschaffen wird.

Zusätzlich sinnvoll wäre die netzdienliche Integration von Stromspeichern. Neben der Mitnutzung privater Stromspeicher sollten auch dezentral im Netz Stromspeicher für unterschiedliche Lastsituationen in die Mittel- und Niederspannungsnetze integriert werden. Damit könnten kurzfristige Netzüber- und -unterlasten ausgeglichen werden (Speicher mit hoher Leistungs- aber geringer Ladungsdichte), tageszeitabhängige Lastfälle ausgeglichen werden (Rotations-, Salzspeicher, Druckspeicher, chemische Speicher, o.ä. mit mittlerer bis hoher Leistungsdichte) oder der jahreszeitlich unterschiedliche Strombedarf bedient werden (Saisonale Speicher wie z.B. solche, die die potenzielle Energie ausnutzen, aber auch Druckspeicher, Energiekugeln, chemische Stromspeicher, u.a.).

Eine weitere wesentliche Regulierungsmöglichkeit besteht im Redispatch, insbesondere im Redispatch 2, bei dem das Engpassmanagement und die Lastflexibilität ineinandergreifen. Dabei kann der Umbau der Verteilnetze in zelluläre Strukturen äußerst hilfreich sein. Denn stärker regional und lokal gegliederte Netze erlauben auch bei starken Stromangebots- und

Lastschwankungen eine sehr stabile Stromversorgung. Darüber hinaus sind die jeweiligen untergeordneten "Zellen" deutlich besser gegen großflächige "Blackouts" geschützt als bei streng hierarchisch aufgebauten Netzen.

2.) Anreizregulierung

Bezugstext / Originaltext

These 7: Es ist sinnvoll, das bekannte Qualitätselement im Strombereich um Elemente zu ergänzen, welche die „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber abbilden. Damit sollen diejenigen Netzbetreiber belohnt werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen.

Anmerkung / Stellungnahme

Ja, der These ist zuzustimmen, sie bedarf jedoch einer weiteren Konkretisierung, für die hier ein Vorschlag unterbreitet wird. Um die Flexibilität der Stromnetze zu gewährleisten, sollte darüber hinaus eine Strategie zur Integration verschiedener Speichermöglichkeiten entwickelt werden. Zentral für die Integration von netzdienlichen Stromspeichern als wesentliche integrale Bestandteile der Netze ist, dass die Kosten für die Bereitstellung von Speicherkapazitäten angemessen in den Netzentgelten abgebildet werden. Das Merkmal der Energiewendekompetenz sollte **neben** das bisherige Qualitätsmerkmal der Versorgungssicherheit gestellt werden.

Als Energiewendekompetenz ist das Erkennen und die Berücksichtigung der aktuell und künftig sich ändernden Bedingungen der Stromverteilung zu verstehen.

Die Stromversorgung wandelt sich zunehmend von einer zentralen Struktur (große zentrale Kraftwerke und Verteilung des Stroms in die Fläche) zu einer dezentralen Struktur mit einer Vielzahl mittlerer, kleiner und kleinster EE-Anlagen. Der beschleunigte Anschluss dezentraler Erzeugeranlagen macht die Stromversorgung volatiler und damit die Einbindung netzdienlicher Ausgleichsmaßnahmen erforderlich. Sowohl bei der Windenergie als auch der Fotovoltaik spielen auch meteorologische Effekte und die veränderlichen Lichtverhältnisse zwischen Tag und Nacht eine Rolle, die aber zu einem großen Teil durch die sich weitgehend ergänzenden Stromerzeugungen von Fotovoltaik und Windenergie wieder ausgeglichen werden. Dennoch gilt es, in besonderen Situationen, wenn z.B. lokal witterungsbedingt die Solarstromproduktion oder die Windenergieproduktion in kurzen Zeitspannen erheblich schwankt, diese Schwankungen auszugleichen und das Netz zu stabilisieren. Gleiches trifft zu bei plötzlichen Verbrauchsspitzen. Zudem müssen auch begrenzte Zeiträume fehlender Sonneneinstrahlung bei gleichzeitig länger andauernden Kalmen (sog. Dunkelflauten) überbrückt werden.

Den Strom wie bisher allein in die Fläche zu verteilen erfordert einen starken Ausbau der Übertragungsnetze, die befähigt werden müssen, eine deutlich höhere Leistung über große Entfernungen zu transportieren. Das allein kann jedoch nicht die Lösung sein. Vielmehr liegt die Zukunft eher in der Berücksichtigung einer weiteren Dimension: der Zeit. Denn dabei können erhebliche Strommengen dezentral gespeichert und zeitversetzt wieder verfügbar gemacht werden. Das entlastet die Netze und reduziert den Ausbau der Netze.

Bei erheblich schwankender Netzeinspeisung aus erneuerbaren Energieanlagen ergibt sich nicht nur ein längerfristiger Stromspeicherbedarf sondern auch netzdienliche Leistungen zur Glättung kurzfristiger Spannungsschwankungen.

Für die Vielzahl dieser teils sehr unterschiedlichen Situationen gibt es Lösungen, die auf eine kurzfristige oder längerfristige Stromspeicherung hinauslaufen. Dafür sind unterschiedliche Stromspeicher netzdienlich in die verschiedenen Netze (VN und ÜN) zu integrieren.

- Insbesondere für die kurzfristige Nivellierung von Spannungs- und Frequenzschwankungen bei gleichzeitig hohen Leistungen sind Hochleistungskondensatoren sehr gut geeignet. Sie zeichnen sich durch eine hohe Leistungsdichte, kurzen bis sehr kurzen Lade- und Entladezeiten aus, verfügen aber nur über eine geringe Ladungsdichte. Der Wirkungsgrad ist hoch, allerdings die Selbstentladung mit zunehmender Zeitdauer recht groß. Die Technik ist ausgereift und sofort verfügbar.
- Im Bereich der kurz- bis mittelfristigen Speicherung größerer Strommengen bieten sich chemische Speichersysteme an (Akkumulatoren) in unterschiedlichsten Ausführungen (z.B. Li-Akkus, Na-Akkus, Feststoff-Akkus oder Redox-Flow-Systeme). Diese haben eine hohe bis sehr hohe Ladungsdichte sowie eine mittlere Leistungsdichte bei recht geringer Selbstentladung und recht hohem Wirkungsgrad von über 80%. Die Technik ist ausgereift und sofort verfügbar.
Der Betrieb von Wärmepumpen könnte durch Pufferspeicher effizienter gestaltet werden, indem die dort zwischengespeicherte Wärmeenergie die Wärmepumpe entlastet und damit auch den Stromverbrauch senkt.
- Soll Strom über einen längeren Zeitraum von mehreren Wochen oder Monaten gespeichert werden, bieten sich andere Systeme an wie z.B. Kreisel- bzw. Rotationsspeicher. Hierbei wird die Trägheit eines massereichen Schwungrades ausgenutzt. Bei entsprechender reibungsarmer Ausgestaltung der Achslagerung ist die Selbstentladung ebenfalls gering. Je nach Dimensionierung ist auch hierbei eine entsprechend hohe Leistung möglich. Auch diese Technik ist bereits erprobt und wird in kleineren Maßstäben eingesetzt. Als Großspeicher sind mehrere Pilotanlagen bekannt. Denkbar wäre auch, einen solchen in die Gebäudetechnik zu integrieren (z.B. in Aufzugsanlagen).
- Für die Langzeitspeicherung von Strom wären sog. Kranspeicher recht effektiv. Auch ihre Technik ist seit langem bekannt und beruht auf der Nutzung potenzieller Energie. Die Technik ist einfach, preiswert und langlebig bei hohem bis sehr hohem Wirkungsgrad. Überdies gibt es keine Selbstentladung.

Dies ist nur ein kleiner Ausschnitt der verfügbaren Techniken zu Stromspeicherung. Sie sollen einen Querschnitt über die Vielfalt und Flexibilität von Stromspeichern geben. Um Speichertechniken wirtschaftlich nutzen zu können, sind entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen zu schaffen.

Ein Problem dabei ist die gegenwärtige Belastung des Ladestroms mit allen Gebühren, Entgelten und Steuern, was einer Doppelbesteuerung bzw. -belastung beim Endkunden gleichkommt. Daher sollten netzdienliche Stromspeicher als wesentliche integrale Bestandteile der Netze angesehen und definiert werden. Die Kosten der Bereitstellung von Speicherkapazität sind in den Netzentgelten angemessen abzubilden.

Um Strom künftig unter den genannten Erzeugungs- und Lastbedingungen verteilen zu können bedarf es einer verstärkten Digitalisierung der Netzsteuerung. Nur so ist es möglich, das Stromnetz stabil zu halten und Stromspeicher netzdienlich einzubinden.

Mittel- und langfristig sollten Stromspeicher die gegenwärtig in der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung geplanten Gaskraftwerke nahezu vollständig ersetzen. Ein Restbestand als Gaskraftwerksleistung wäre dann nicht mit Wasserstoff sondern mit Biogas zu betreiben.

Als Parameter für die Bestimmung der Energiewendekompetenz können folgende Parameter verwendet werden, die in quantitative und qualitative Parameter einzuteilen sind:

1. Quantitative Parameter

- a. Anteil erneuerbarer Energie am Netz
- b. Ausbau intelligenter Netze (Smart Grids)
- c. Installierte Speicherkapazität (mit Funktionsausweisung)
- d. Umfang des vermiedenen Netzausbaus z.B. durch Ausnutzung vorhandener Flexibilitäten
- e. Die Geschwindigkeit der Integration neuer EE-Anlagen in die Nieder- und Mittelspannungsnetze
- f. Netzanschlussgeschwindigkeit
 - i. Prozentsatz der abgelehnten Netzanschlüsse
 - ii. Prozentsatz von Netzanschlüssen, die nicht die vom Antragsteller gewünschte Leistung erlauben
 - iii. Prozentsatz von Beschwerden von Antragstellern über Hemmnisse beim Netzanschluss
 - iv. Prozentsatz von angeschlossenen Energiegemeinschaften im Versorgungsgebiet
- g. Fähigkeit zum Demand Side Management in Prozent der angeschlossenen Leistung
- h. Wachstumsbonus für alle Parameter, die sich im Vergleich zur Vorperiode signifikant verbessert haben
- i. die Abregelungshäufigkeit von Anlagen

2. Qualitative Parameter

- a. Erfahrung mit der Integration erneuerbarer Energie-Anlagen
- b. Kompetenz im Bereich der intelligenten Netze
- c. Innovationskraft z.B. bei der Anwendung neuer Techniken im Bereich der Energiewende
- d. Kooperation mit anderen Akteuren (Hersteller / Installateure / Betreiber von EE-Anlagen, Nahenergiegemeinschaften, Bürgerenergiegenossenschaften etc.)

Inwieweit das Merkmal der Energiewendekompetenz in das Qualitätsmerkmal zu integrieren ist, sollte separat beurteilt werden. Einerseits stellt "Energiewendekompetenz" ein Qualitätsmerkmal für die Zukunftsfähigkeit / -orientiertheit eines Netzbetreibers dar. Andererseits verwässert die Zusammenführung das bestehende Qualitätsmerkmal, das im Wesentlichen auf der Versorgungssicherheit (SAIDI, ASIDI) fußt. Die Einführung der "Energiewendekompetenz" als zusätzliches, gleichberechtigtes Merkmal (neben dem vorhandenen Qualitätsmerkmal) ermöglicht eine differenziertere Betrachtung.

Alle Quantitativen Parameter lassen sich anhand vorhandener und ergänzender Erhebungen recht einfach bestimmen. Für Quantitativen Parameter kann ein Durchschnitts- oder Zielwert vorgegeben werden, dessen Unter-/Überschreitung belohnt bzw. bestraft wird.

Um eine für alle einheitliche Bewertungsgrundlage zu schaffen, müssen die neuen Regeln ausnahmslos für alle Netzbetreiber eingeführt werden. Denn gegenwärtig wird SAIDI / ASIDI lediglich im regulären Verfahren bei Verteilnetzbetreibern mit mehr als 30.000 Kunden angewandt. Dagegen werden Netzbetreiber mit weniger Kunden davon abweichend im ARegV anhand eines Punkteverfahren bewertet. Sollte diese Regelung beibehalten werden, spricht auch dies für eine faktische Trennung des bisherigen Qualitätsmerkmals von der Energiewendekompetenz, denn mindestens diese sollte für alle Netzbetreiber unabhängig von deren Kundenzahl angewendet werden. Andernfalls blieben die Netzbetreiber im einfachen Verfahren unberücksichtigt. Eine Vielzahl von Verteilnetzbetreibern erhielten somit nicht die gewollten Anreize. Daher ist diese Überlegung bei der Integration der Energiewendekompetenz in die Erlösbergrenze zwingend zu berücksichtigen.

Zusätzlich kann sich ein Netzbetreiber zum Ausweis seiner Energiewendekompetenz auch zertifizieren lassen, z.B. durch das Zertifikat der DENA (E-Netzbetreiber 2.0). Andere Zertifikate decken spezielle Einzelbereiche ab wie z.B. Smart Grids (ISO/IEC 55001, CIGRE-Zertifikat, DIN-EN 50549-1). Darüber hinaus bietet auch der TÜV entsprechende Zertifizierungen an. Eine andere Form wäre die Zertifizierung über das EEG, die im Wesentlichen bescheinigt, dass die betreffenden Anlagen (in diesem Fall also das Stromnetz) den Anforderungen des EEG entsprechen.