

Analyse und Verifikation der BNetzA-Vorgaben zur Berechnung der Mindestbezugsleistung aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers

In der Anlage 1 des Beschlusses BK6-22-300 der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 27.11.2023 wird in Ziffer 4.5 dargestellt, wie die Mindestbezugsleistungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) im Fall einer netzorientierten Steuerung berechnet werden. Diese Vorgaben stellen die Ausgangsbasis der nachfolgenden Überlegungen dar. Gemäß des Beschlusses BK6-22-300 ist im Rahmen der Tenorziffer 2 jedoch vorgesehen, dass „zur weiteren Förderung einer bundesweit standardisierten massengeschäftstauglichen Einrichtung und Abwicklung der netzorientierten Steuerung“ diese Vorgaben durch die Branche, explizit Verteilnetzbetreiber (VNB), „unter angemessener Beteiligung aller relevanten Marktpartner“, Empfehlungen aussprechen kann, die die bisherigen Vorgaben aus Anlage 1 des Beschlusses der BNetzA ablösen. Unter Tenorziffer 2 f wird die Berechnung der Mindestbezugsleistung nach Ziffer 4.5.1 und Ziffer 4.5.2 der Anlage 1 inklusive dem Gleichzeitigkeitsfaktor (in diesem Fall GZF_s) genannt.

Mit diesem VDE FNN Impuls soll zunächst ein Vorgehen beschrieben werden, mit dem die Auswirkungen der aktuellen Regelungen (Status Quo) auf die Verteilnetze analysiert werden können. Anschließend wird das weitere Vorgehen beschrieben und um aktive Beteiligung von VNB gebeten. Dieser VDE FNN Impuls ist ein Auszug aus dem VDE FNN Hinweis [„Netzbetrieb mit Flexibilitäten: Umgang mit der kurativen Steuerung über iMSys und Ausblick auf mögliche vorausschauende Steuerungsmaßnahmen“](#).

Über das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN)

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) entwickelt die technischen Anforderungen an den Betrieb der Stromnetze vorausschauend weiter. Ziel ist der jederzeit sichere Systembetrieb bei steigender Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien

Schritt 1: Analyse der Auswirkungen der Festlegungen auf VNB

1 In diesem Abschnitt wird eine Möglichkeit beschrieben, wie auf einfache Weise abgeschätzt
2 werden kann, welches Abregelungspotenzial durch § 14a EnWG nach den aktuellen
3 Festlegungen der BNetzA in einem Netzbereich eines typisch urbanen Versorgungsgebiets zu
4 erwarten ist. Hierzu werden die in Anlage 1 zum Beschluss BK6-22-300 Ziffer 4.5.2 vorgesehenen
5 Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF_s) zur Berechnung der Mindestbezugsleistung von SteuVE bei
6 Steuerung durch ein EMS herangezogen, die im vorangegangenen Abschnitt erläutert wurden.

7 Das Abregelungspotenzial P_A nach § 14a EnWG beschreibt, um wie viel Prozent sich der
8 tatsächliche Leistungsbezug der SteuVE ($\sum P_{ist, NB}$) reduzieren lässt, um noch die
9 Mindestbezugsleistung dieser SteuVE ($\sum P_{min, 14a}$, Formel siehe Abschnitt 8.2 des VDE FNN
10 Hinweises „Netzbetrieb mit Flexibilitäten“) zu gewährleisten. Es kann wie folgt berechnet werden:

$$11 \quad P_A = \frac{\sum P_{red,ist}}{\sum P_{ist,NB}} = \frac{\sum P_{ist,NB} - \sum P_{min,14a}}{\sum P_{ist,NB}}$$

12 Unter der Annahme, dass im Engpassfall die Auslegungsgrenze des Netzbereichs erreicht wird,
13 kann vereinfacht davon ausgegangen werden, dass die tatsächliche Leistungsentnahme der
14 SteuVE im Netzbereich dem Produkt aus planerischem Gleichzeitigkeitsfaktor und der
15 zeitungleichen Summenleistung der SteuVE entspricht: $\sum P_{ist,NB} = GZF_p * \sum P_{steuVE}$. Damit kann
16 das Abregelungspotenzial auch aus dem planerischen Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF_p) und dem
17 Gleichzeitigkeitsfaktor zur Gewährleistung der Mindestbezugsleistung von SteuVE ($GZF_{min, 14a}$)
18 ermittelt werden:

$$19 \quad P_A = \frac{GZF_p - GZF_{min, 14a}}{GZF_p}$$

20 Für den planerischen Gleichzeitigkeitsfaktor wird an dieser Stelle angenommen, dass dieser die
21 Gleichzeitigkeit des Leistungsbezugs von SteuVE ohne Reaktion auf Preisanreize oder
22 steuernde Eingriffe und bezogen auf deren Netzanschlussleistung ($\sum P_{steuVE}$) abbildet. $GZF_{min, 14a}$
23 beschreibt den Gleichzeitigkeitsfaktor für alle SteuVE. Er ist nicht identisch mit GZF_s , sondern
24 kann wie folgt berechnet werden:

$$25 \quad GZF_{min, 14a} = \frac{\sum P_{min,14a}}{\sum P_{steuVE}}$$

26 Der Engpassfall zeichnet sich dadurch aus, dass der tatsächliche Leistungsbezug aller SteuVE
27 und nicht-steuerbaren Verbrauchseinrichtungen den maximal erwarteten Leistungsbezug nach
28 den Planungsannahmen im Netzbereich überschreitet. Wenn im betroffenen Netzbereich die
29 Bedingung $GZF_{min,§14a}$ kleiner als GZF_p eingehalten wird, kann durch die Nutzung des
30 Abregelungspotenzials ein sicherer ungestörter Netzzustand erreicht werden.

31 Für ein typischen Netzbereich im städtischen Umfeld wurden folgende Annahmen getroffen:

- 32 ■ 20 Ladepunkte in einem Netzgebiet (= ca. 15 % Anteil an Elektrofahrzeugen mit Ladepunkten)
- 33 ■ 50 Ladepunkte in einem Netzgebiet (= ca. 38 % Anteil an Elektrofahrzeugen mit Ladepunkten)
- 34 ■ 125 Ladepunkte in einem Netzgebiet (= ca. 94 % Anteil an Elektrofahrzeugen mit
35 Ladepunkten)

36 Des Weiteren wurden die aktuellen Ladeleistungen mit 11 kW und 22 kW angesetzt, um eine
37 Grenzwertbetrachtung durchzuführen.

38 Anhand der zuvor aufgeführten Formel ergibt sich für das Beispiel E-7 (2 Ladepunkte) aus
39 Abschnitt 8.2 des VDE FNN Hinweises „[Netzbetrieb mit Flexibilitäten](#)“ unter der Annahme von
40 zwei Ladepunkten mit jeweils einer Netzanschlussleistung von 11 kW ein Gleichzeitigkeitsfaktor
41 von ca. 34 %.

42
$$GZF_{min, 14a} = \frac{7,56 \text{ kW}}{22 \text{ kW}}$$

43 Die hervorgehenden Gleichzeitigkeitsfaktoren $GZF_{min, 14a}$ für Ladepunkte mit 11 kW – je nach
44 Anzahl pro Netzanschluss sowie in Abhängigkeit der Größe des Ladepunktkollektivs innerhalb
45 eines Netzbereichs – sind in Bild 1 dargestellt. Darin enthalten sind auch planerische
46 Gleichzeitigkeitsfaktoren (gestrichelte Linien). Diese Faktoren stammen aus der Excel-
47 Planungshilfe der Studie „Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladevorgänge an privaten
48 Ladepunkten“ des VDE FNN [1]. Sie stellen jeweils die Werte in der Abendspitze für
49 großstädtische Wohngebiete in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Anzahl der
50 Ladepunkte dar. Aus den Gleichzeitigkeitsfaktoren ergibt sich das Abregelungspotenzial, das
51 ebenfalls in der Grafik dargestellt ist. In Bild 2 wird das Abregelungspotenzial für Ladepunkte mit
52 22 kW dargelegt.

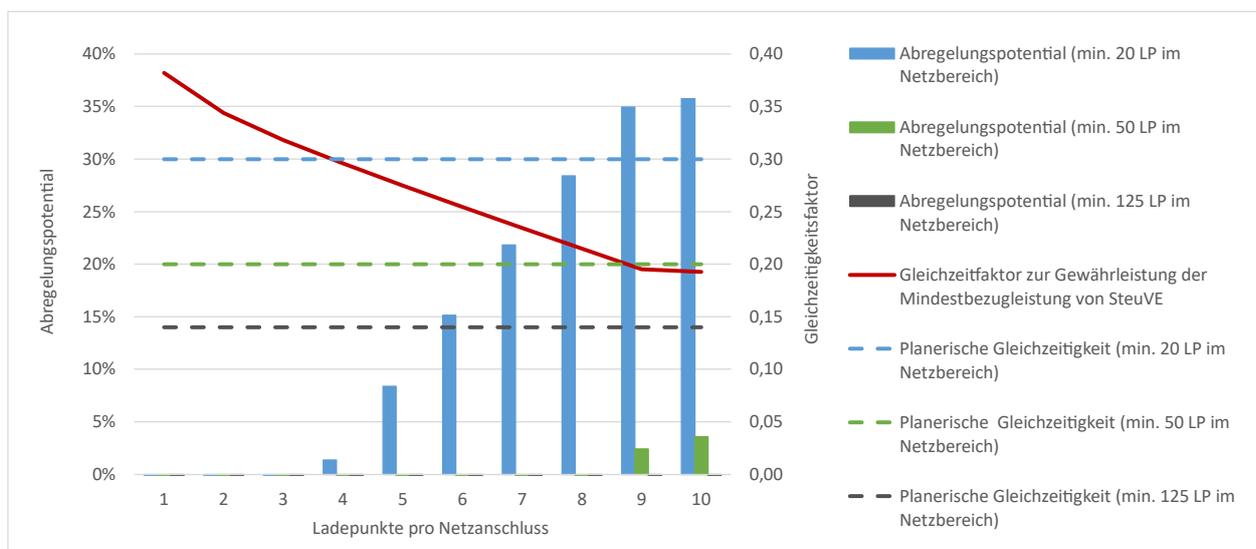


Bild 1 Abregelungspotenzial für Ladepunkte mit 11 kW

53 In Bild 1 und Bild 2 ist ersichtlich, dass die Abregelungspotenziale für Ladepunkte eher gering
54 sind, wobei das Potenzial größer ist, wenn Ladepunkte mit 22 kW anstatt 11 kW im jeweiligen
55 Netzbereich vorhanden sind. Grund hier für ist, dass unabhängig der Größe der
56 Ladepunkteleistung jedem Ladepunkt die gleiche garantierte Mindestbezugsleistung zusteht,
57 dadurch erhöht sich das Abregelungspotenzial je größer die technische Ladeleistung eines
58 Ladepunktes ist. Die Variation der Anzahl der Ladepunkte im Netzbereich mit 20, 50 und 125
59 Ladepunkte in den Grafiken zeigt zudem, dass mit steigender Anzahl der Ladepunkte das
60 Abregelungspotenzial abnimmt. Im Falle größerer Ladepunkt-Kollektive innerhalb eines
61 Netzbereichs kann auch gar kein Abregelungspotenzial vorhanden sein. Beispielsweise besteht

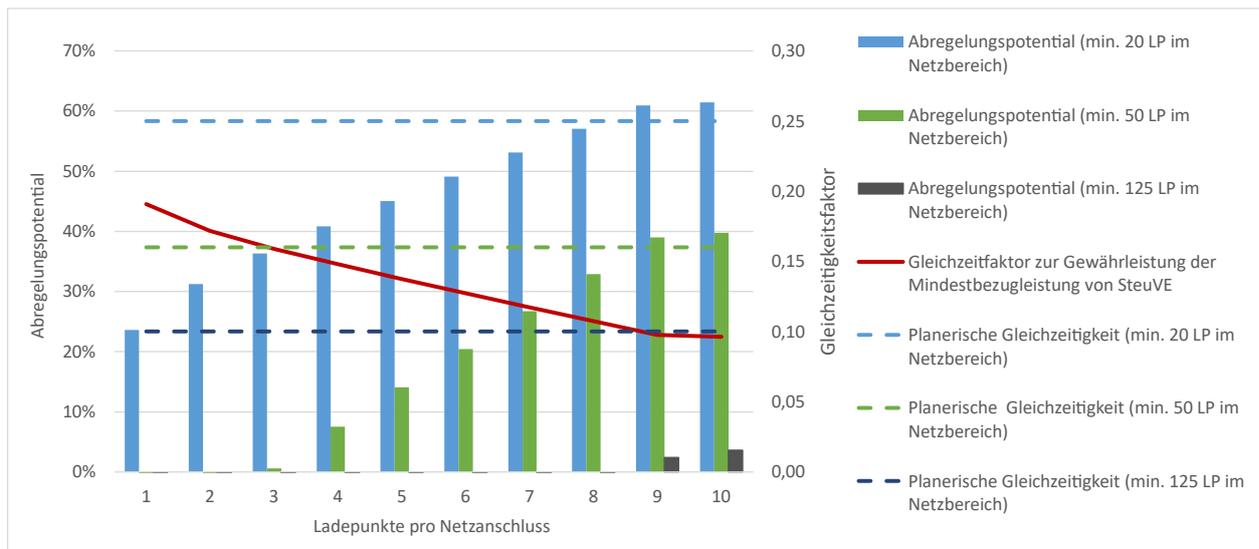


Bild 2 Abregelungspotenzial für Ladepunkte mit 22 kW

62 bei 125 Ladepunkten in Bild 1 kein Abregelungspotenzial. Die Bedingung $GZF_{\min, \S 14a}$ kleiner als
 63 GZF_P kann nicht mehr eingehalten werden.

64 Um das Abregelungspotenzial durch § 14a EnWG an den kältesten Tagen (als Extremszenario)
 65 für die Kombination von Wärmepumpen und Ladepunkten aufzuzeigen, wird im Folgenden ein
 66 beispielhafter städtischer Niederspannungs-Netzbereich betrachtet. Für diesen werden folgende
 67 Merkmale angenommen:

- 68 ■ Ortsnetztransformator mit 630 kVA versorgt 175 Entnahmestellen (Aufteilung auf 25
 69 Netzanschlüsse mit je 7 Entnahmestellen pro Netzanschluss)
- 70 ■ 120 kW maximale Last durch nicht-steuerbare Verbrauchseinrichtungen

71 Diese Merkmale können aus den von VNB zu veröffentlichenden Daten abgeleitet werden. Die
 72 maximale Last der nicht-steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ergibt sich näherungsweise aus
 73 der Jahreshöchstlast der Niederspannungsebene, die typische Trafo-Größe aus der installierten
 74 Leistung der Umspannungsebene Mittel- zu Niederspannung und die Anzahl der
 75 Entnahmestellen je Ortsnetztransformator aus der Anzahl aller Niederspannungs-
 76 Entnahmestellen, jeweils dividiert durch die Anzahl der Ortsnetztransformatoren im Netzgebiet.
 77 Darüber hinaus kann die typische Anzahl der Entnahmestellen je Netzanschluss näherungsweise
 78 bestimmt werden, indem die Anzahl aller Niederspannungs-Entnahmestellen durch die Anzahl
 79 der Gebäude im Netzgebiet dividiert wird.

80 Für die Analyse des Abregelungspotenzial nach § 14a EnWG wird für den beispielhaften
 81 städtischen Niederspannungs-Netzbereich folgende Durchdringung von SteuVE betrachtet:

- 82 ■ Je Netzanschluss mit 7 Entnahmestellen bzw. je Gebäude mit mehreren Wohneinheiten wird
 83 eine Wärmepumpe mit durchschnittlich 20 kW angenommen. Diese Leistung bildet
 84 vereinfachend einen typischen Wert für kleinere Mehrfamilienhäuser ab.
- 85 – 25 Wärmepumpen im Netzbereich ($P_{\text{Summe WP}} = 500 \text{ kW}$)
- 86 ■ Je Netzanschluss werden 5 Ladepunkte mit 11 kW angenommen

87 – 125 Ladepunkte im Netzbereich ($P_{\text{Summe LP}} = 1375 \text{ kW}$)

88 Als planerische Gleichzeitigkeit wird für Ladepunkte der in Bild 1 enthaltene Faktor (gestrichelte
89 schwarze Linie) aus der VDE FNN Studie „Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für
90 Ladevorgänge an privaten Ladepunkten“ ([1] Bild 13) angesetzt und für Wärmepumpen ein Wert
91 von 0,9. Dies ist VNB-individuell. Der Wert von 0,9 findet sich als GZF für 25 Wärmepumpen in
92 [2]. Die abregelbare Leistung durch § 14a EnWG für das beispielhafte Niederspannungsnetz wird
93 in Bild 3 verdeutlicht. Dabei zeigt die rechte Säule im Diagramm den konventionellen
94 Leistungsbezug gemäß planerischer Gleichzeitigkeit und die linke Säule im Diagramm die
95 Mindestbezugsleistung nach § 14a EnWG. Die Grafik verdeutlicht: Die abregelbare Leistung ist
96 insgesamt relativ gering. Im Beispiel aus Bild 3 ist die Mindestbezugsleistung ($P_{\text{min},14a} = 315 \text{ kW}$)
97 für Ladepunkte höher als deren konventioneller Leistungsbezug gemäß planerischer
98 Gleichzeitigkeit ($P_{\text{ist,NB}} = 193 \text{ kW}$). Für sie besteht daher kein Abregelungspotenzial. Aus dem
99 Vergleich des Gleichzeitigkeitsfaktors zur Berechnung der Mindestbezugsleistung der SteuVE
100 hinter einem Netzanschluss (GZF_s) mit dem planerischen GZF geht hervor, dass bei großen
101 Ladekollektiven 1,63-mal mehr Leistung bereitgestellt werden muss, als nach dem
102 konventionellen Ansatz in der Netzplanung eigentlich vorgesehen ist. Das Abregelungspotenzial
103 in Höhe von 250 kW ergibt sich ausschließlich aus den Wärmepumpen ($P_{\text{min},14a} = 200 \text{ kW}$ ggü.
104 $P_{\text{ist,NB}} = 450 \text{ kW}$). Allgemein zeigen die Zahlen, dass in dem betrachteten Netzgebiet das
105 Abregelungspotenzial in bestimmten Netzsituationen nicht ausreichen könnte, um Netzengpässe
106 zu vermeiden.

107 In diesem Beispiel werden Auswirkungen auf Gleichzeitigkeitsfaktoren durch externe Anreize
108 nicht berücksichtigt.

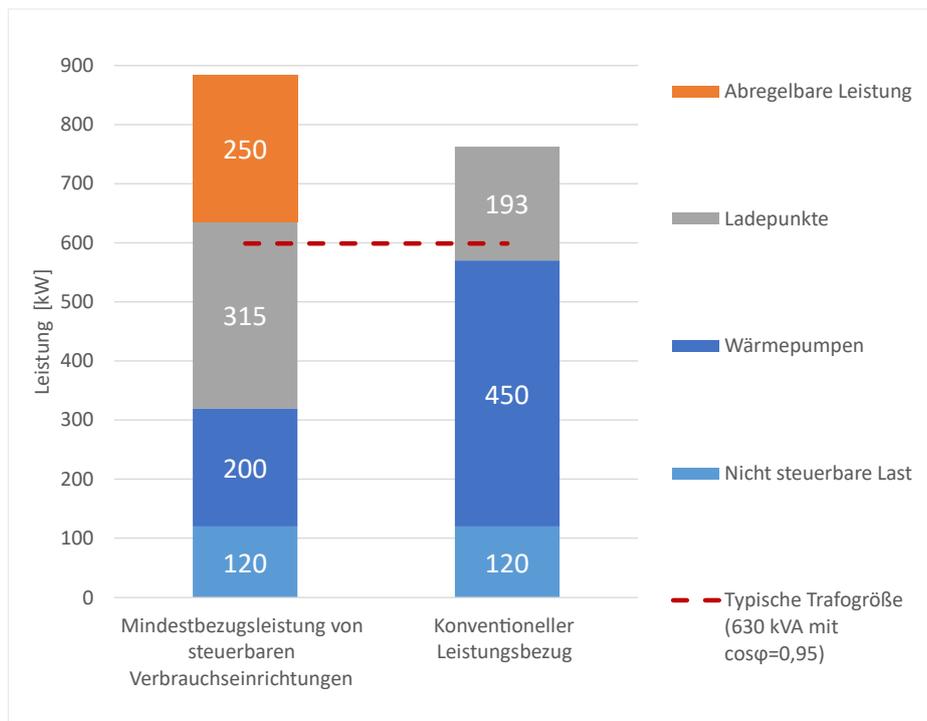


Bild 3 Mindestbezugsleistung von SteuVE im Vergleich zum planerischen Leistungsbezug sowie die abregelbare Leistung – für einen beispielhaften städtischen Niederspannungs-Netzbereich

Schritt 2: Verifikation der bisherigen Vorgaben

Bei den beschriebenen Auswirkungen ist erneut darauf hinzuweisen, dass im vorherigen Abschnitt lediglich ein Beispiel für einen städtischen VNB aufgezeigt wird. Um allgemeingültige und verlässliche Rückschlüsse zu ziehen, müssen die vorgestellten Berechnungen für möglichst viele Netzgebiete unterschiedlicher Art durchgeführt werden. Erst mit Vorliegen von einer möglichst hohen Anzahl von Rückmeldungen diverser VNB ist es möglich, aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten und Rückschlüsse über die Auswirkungen der aktuellen BNetzA-Regelungen aus BK6-22-300 zu ziehen. Erst mit dem Vorliegen dieser Erkenntnisse kann im Rahmen der Weiterentwicklung (Tenorziffer 2 f) über eine Anpassung der Vorgaben zur Mindestbezugsleistung diskutiert werden.

Um die notwendige Datengrundlage zu schaffen, bittet VDE FNN sämtliche VNB in Deutschland, die in Schritt 1 beschriebenen Berechnungen ebenfalls für ihr Netzgebiet durchzuführen. Für Kommentierungen des beschriebenen Vorgehens nutzen Sie bitte das zur Verfügung gestellte [Excel-Formular](#). Die Ergebnisse der Berechnungen sollen in einem nachvollziehbaren, aber ausreichend anonymisierten Format an VDE FNN gesendet werden. Für ein einheitliches Format und somit der besseren Vergleichbarkeit der Rückmeldungen wird empfohlen, die bereitgestellte Vorlage im zweiten Reiter des [Excel-Formulars](#) zu verwenden.

Senden Sie bitte Ihre Kommentare zum beschriebenen Vorgehen sowie Ihre Ergebnisse der Berechnungen bis zum 15.06.2024 an VDE FNN (fnn@vde.com).

Literaturverzeichnis

- [1] VDE FNN, „FNN Studie "Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladevorgänge an privaten Ladepunkten",“ Oktober 2021. [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/flexibilitaeten/elektromobilitaet-backbone-stromnetz/fnn-studie-gleichzeitigkeitsfaktoren>. [Zugriff am 15. Februar 2024].
- [2] Bergische Universität Wuppertal, Siemens AG, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze,“ 2021. [Online]. Available: <https://d-nb.info/1252809050/34>. [Zugriff am 13 März 2024].

Stand 04/2024

**VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.**

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im
VDE (VDE FNN)
Bismarckstraße 33, 10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70

www.vde.com/fnn