

FFE

Flexibilität in der Niederspannung: Plattform oder eigenes System?

Gefördert durch:



SINTEG

SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

2019

1 Flexibilität in der Niederspannung: Plattform oder eigenes System?

Autoren: Alexander Bogensperger, Andreas Zeiselmaier, Sebastian Fallner

Der Ausbau erneuerbarer Energien, die zunehmende Sektorkopplung, insbesondere bei Wärme und Verkehr, bis hin zur Digitalisierung durch den Smart Meter Rollout führen zu einem umfangreichen Wandel mit großen Auswirkungen auf die Versorgungsaufgabe in den Verteilnetzen.

Einerseits ist die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen aufgrund ihrer Wetterabhängigkeit stark volatil, andererseits weisen neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge (EFZ), Wärmepumpen (WP) aber auch vorhandene Verbraucher wie Nachtspeicherheizungen (NSH) eine hohe Gleichzeitigkeit auf. Dies kann bei steigender Durchdringung dieser dezentralen Anlagen zu zusätzlichen Engpässen im Verteilnetz führen.

Der anstehende Smart Meter Rollout bietet die Chance, auch kleinteilige Verbraucher, welche im Gegensatz zu z. B. manchen größeren Industrie- oder GHD-Verbrauchern über keine aktive Vermarktung ihrer Flexibilität verfügen, gezielt und flexibel anzusteuern.

Ein Lösungsweg zur Vermeidung von Netzengpässen (Engpassmanagement) durch die Flexibilität der genannten Erzeuger und Verbraucher sind sogenannte „Flex-Plattformen“. Gemein haben diese bestehenden Konzepte, dass es sich dabei um digitale Plattformen handelt, die eine Vermittlung von Flexibilität zwischen Anbietern (z. B. flexible Erzeuger oder Verbraucher) und Nachfragern (i. d. R. Netzbetreiber, aber auch Bilanzkreisverantwortliche etc.) ermöglichen. Viele Plattformen bieten zudem noch Mechanismen zur Preisfindung oder Berücksichtigung (netz-)technischer Randbedingungen an bzw. dienen dem Abruf der Anlagen. [1]

Während die unterschiedlichen Konzepte von Flex-Plattformen u. a. in den SINTEG-Projekten wie C/sells bereits ausführlich in Theorie und Praxis untersucht werden, ist das Thema der Integration kleinteiliger Flexibilität insbesondere in der Nieder- und Mittelspannung auch weiterhin ein kontrovers diskutiertes Thema. Ein Vorteil von marktbasierter Ansätzen bei Flex-Plattformen ist die Möglichkeit, eine Vergütung für verbrauchsseitige Flexibilität zu ermitteln, da die für Erzeugung genutzten Methoden (z. B. Opportunitätskosten) aufgrund mangelnder Information für Verbraucher nur mit sehr hohem Aufwand und guter Datengrundlage anwendbar sind. Jedoch ist für einen funktionierenden „Flexibilitätsmarkt“ ausreichend Liquidität in Form von Flexibilitätsangeboten notwendig, so dass eine Preisbildung möglich ist. Insbesondere in den unteren Spannungsebenen ist dies jedoch eine Herausforderung. Zu diesem Ergebnis kommen sowohl kürzlich veröffentlichte Studien (vgl. [2] und [3]) als auch die Bundesnetzagentur.

Um sowohl diese Bedenken zu adressieren als auch aus der Motivation heraus möglichst viel vorhandene Flexibilität – u. a. aus den unteren Spannungsebenen – erschließbar zu machen, beschäftigt sich die FfE im Rahmen von C/sells u. a. mit Optionen zur Weiterentwicklung vorhandener Flexibilitätsmechanismen, wie z. B. nach § 14a EnWG (vgl. [4]). Hierzu wurde im Altdorfer Flexmarkt (ALF), der Flex-Plattform-Implementierung der FfE, u. a. die Möglichkeit der Langzeitkontrahierung geschaffen. Diese adressiert speziell kleine Anlagen, welche ihre

Flexibilität bislang üblicherweise über § 14a EnWG dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt haben.

1.1 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung

Neben der wissenschaftlichen und politischen Diskussion rund um Flexibilitätsmärkte wird derzeit die Weiterentwicklung von § 14a EnWG u. a. durch [5], [6], [7], [8] und [3] diskutiert. Wie bereits im Gesetz verankert, besteht eine Verordnungsermächtigung zur Konkretisierung von § 14a EnWG. Diese umfasst insbesondere den Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten, die vertragliche Ausgestaltung und mögliche Steuerungshandlungen.

Diese Überarbeitung ist notwendig, da durch den Smart Meter Rollout die derzeit 1,4 Mio. steuerbaren Verbrauchseinrichtungen individuell angesteuert werden sollen. Dabei handelt es sich vor allem um Nachtspeicherheizungen (69 %) und Wärmepumpen (22 %), die heute maßgeblich über Rundsteuertechnik und Zeitschaltung genutzt werden. [9] Die Möglichkeiten hinsichtlich der Schaltung dieser Anlagen sowie der gewährten Reduktion der Netzentgelte sind je nach Netzbetreiber zudem sehr unterschiedlich. [9] Um das System für neue Arten von steuerbaren Verbrauchern (vgl. Speicher, Elektrofahrzeuge) attraktiv zu gestalten und einheitliche Rahmenbedingungen zu schaffen, ist infolgedessen eine Anpassung notwendig.

[3] kommt zu dem Ergebnis, dass Flexibilität in den ca. 2-3 Mio. Niederspannungssträngen mit einer steigenden Anzahl an steuerbaren Verbrauchern am besten durch die Weiterentwicklung von § 14a EnWG flexibel genutzt werden sollten. Die Autoren konstatieren, dass in vielen Studien zum Thema nur vereinzelt konkrete Ausgestaltungsvorschläge zu finden sind und fordern die sog. „bedingte Bestelleistung“ anstatt einer pauschalen Netzentgeltreduktion (Status Quo) als Weiterentwicklung für § 14a EnWG. Dabei wird in der Niederspannung eine pauschale Leistungsgrenze (z. B. 5 kW) empfohlen. Leistung, die diese Grenze übersteigt, ist sehr teuer, wenn sie unflexibel ist. Wenn sie flexibel und durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) steuerbar ist, ist sie wiederum relativ günstig. Kosten für die Flexibilisierung werden nicht berücksichtigt.

Aus diesem vorgeschlagenen Modell wird jedoch ersichtlich, dass Flexibilität aus der Niederspannung (§14a EnWG) und Flexibilität aus höheren Spannungsebenen (z. B. über Redispatch oder Flex-Plattformen) sowohl finanziell als auch bezüglich ihrer Nutzungsart und Zugriffsform getrennt betrachtet werden und dadurch zwei separate Systeme entstehen. So werden jedoch keine Synergien genutzt, vorhandene, verfügbare und vergütete Flexibilität wird nicht optimal genutzt und eine zusätzliche Abstimmung ist erforderlich.

Im nachfolgenden Abschnitt werden daher Modelle dargestellt, wie Flexibilitätsmärkte auf der einen und die Weiterentwicklung von § 14a EnWG auf der anderen Seite integriert gestaltet werden können, sodass diese ihre jeweiligen Vorteile sowie gemeinsame Synergien bestmöglich nutzen können.

1.2 Flex-Plattformen als Lösungsansatz

Statt einer uneingeschränkten freien Preisbildung für alle Flexibilitäten setzt die von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in C/sells entwickelte Flex-Plattform (Details siehe www.ffe.de/alf) auf eine differenzierte Betrachtung für Anlagen mit und ohne aktive Vermarktung. Letztere umfassen die bereits genannten Anlagen nach § 14a EnWG. Der Plattform-Prozess wird nachfolgend übersichtlich skizziert.

- Anlagen mit eigener Vermarktung (Industrie, GHD, Kraftwerke etc.) bieten aktiv auf der Plattform zeitdiskret die verfügbare flexible Leistung sowie einen zugehörigen Preis an.
- Anlagen ohne aktive Vermarktung werden durch eine Freigabe der Anlagennutzung auf der Plattform langzeitkontrahiert. Sie müssen keinen Preis angeben, sondern erhalten eine vorgegebene Vergütung. Analog zu § 14a EnWG stimmt der Anbieter einmalig speziellen, typspezifischen und standardisierten Randbedingungen (z. B. maximale Abrufdauer und -häufigkeit) zu.

Im Falle eines Engpasses können alle Netzbetreiber (ÜNB, VNB) einen prognostizierten Bedarf (inkl. Dauer, Zeitpunkt, Leistung und Netzverschaltung) am Vortag (day-ahead-Prozess) auf der Plattform einstellen. Auf Basis der jeweiligen Angebote und individuellen Wirksamkeit auf den Engpass wird der Flexibilitätseinsatz durch eine mathematische Optimierung unter Berücksichtigung von Randbedingungen (z. B. Abrufhäufigkeit und Zeit zwischen den Abrufen) berechnet. [10]

Der vorgestellte Ansatz (vgl. Abbildung 1-1) ermöglicht die spannungsebenenübergreifende Nutzung aller Flexibilitätsoptionen und vermeidet Parallelsysteme beim Abruf von Flexibilität zur Behebung von Netzengpässen. So können (unter Einhaltung vertraglicher Randbedingungen) auch vorgelagerte Netzbetreiber ohne zusätzliche Abstimmung Verteilnetzflexibilität (aus vormals § 14a EnWG Anlagen) nutzen.

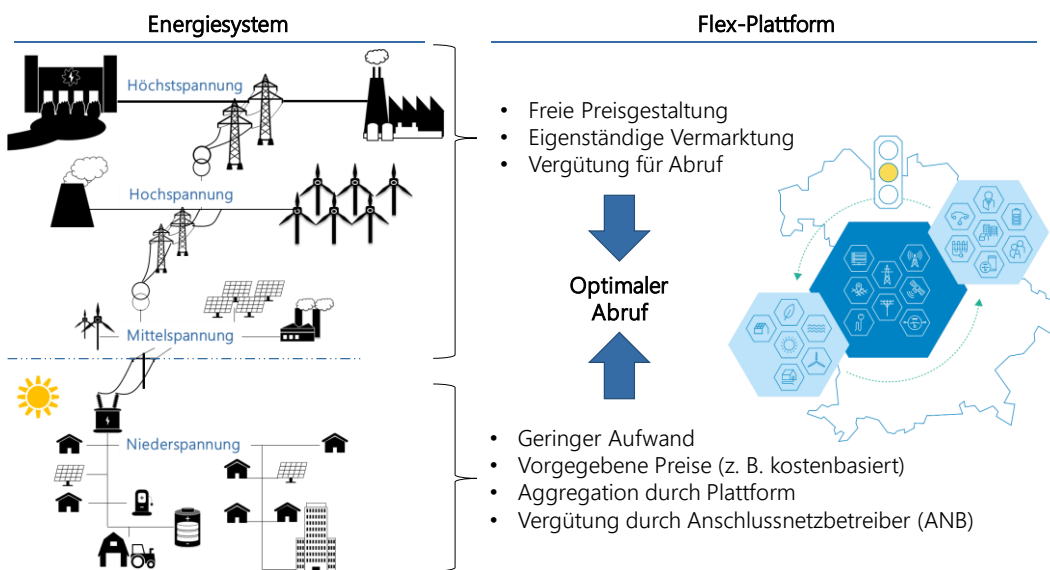


Abbildung 1-1: Integration von kleinteiligen Flexibilitätsoptionen auf eine Flex-Plattform

1.3 Vergütungssystem für steuerbare Verbrauchsanlagen in der Niederspannung

Wie bereits im vorangehenden Abschnitt dargestellt, müssen sich heutige § 14a EnWG-Anlagen bei dem vorgeschlagenen System nur einmal auf der Flex-Plattform ALF registrieren und ggf. daraus resultierenden vertraglichen Bedingungen (bspw. Abrufzeit, Vergütungshöhe) zustimmen. Ist dies erfolgt, wird die Anlage langzeitkontrahiert. Weiterer Aufwand (z. B. Preisbildung oder regelmäßige Angebotsabgabe) entfallen somit gänzlich – Aggregation und Vermarktung übernimmt die Plattform.

Dieses System ist grundsätzlich mit den meisten vorgestellten § 14a EnWG Lösungsansätzen kompatibel (vgl. [3]). Auch Anlagen, die nach heutiger Logik eine Reduktion ihrer Netzentgelte erhalten, könnten so auf der Plattform für überlagerte Abrufe eingesetzt werden, da diese lediglich die Zugriffsrechte und Nutzungsart erweitert, jedoch nicht zwangsläufig Einfluss auf die Vergütung dieser Anlagen hat. Gleiches gilt für die „bedingte Bestelleistung“.

Statt der in [3] vorgeschlagenen „bedingten Bestelleistung“ wäre ein an den Kosten für Flexibilisierung angelehntes Prämiensystem einfacher und für den Endkunden besser verständlich. Statt hoher Kosten im Falle einer Nicht-Teilnahme würde eine wiederkehrende, leistungsbezogene Prämie für die Teilnahme gezahlt. In beiden Fällen ist die Planbarkeit gleich, da nur mit teilnehmenden Anlagen (mittelfristig) für die Vertragsdauer geplant werden kann. Die Prämie orientiert sich statt an pauschalen Netzentgeltreduktionen (Status Quo) an den tatsächlichen Kosten und entschädigt Kleinanlagen für die Erbringung von Flexibilität. Die Prämie kann um einen zusätzlichen finanziellen Anreiz ergänzt werden, um die freiwillige Teilnahmequote zu erhöhen.

Im Falle einer Prämie setzt das System auf Freiwilligkeit, was Bestandsschutz und Sicherheit der Erlösströme (für bestehende §14a EnWG-Anlagen) fördert. Im Vergleich zum Status Quo von §14 a EnWG ist das System günstiger zu bewerten, da nur die Kosten der Flexibilisierung berücksichtigt werden. Zudem werden neue Flexibilitätsoptionen, wie im Status Quo, nicht durch zusätzliche Kosten belastet.

Um die Kosten eines Prämiensystems im Rahmen zu halten, ist es denkbar, die Prämie individuell auf Basis der Leistung, der entstehenden Abrufkosten und der Kosten für die Flexibilisierung (vgl. Smart Meter Gateway, Steuerbox) individuell oder nach Anlagentypen zu berechnen. Dadurch können die Kosten gedeckt werden, die in der bedingten Bestelleistung nach [3] vernachlässigt werden. Ausgewählte Kostenkomponenten, welche mit der Prämie abgedeckt werden sollten, sind unter anderem:

- Intelligentes Messsystem
- CLS-fähige Steuerbox
- Lastverschiebung von NT in HT
- Entgangene Eigendeckung
- Erhöhter Verschleiß
- Zusätzliche Wartungskosten
- Verwaltungskosten
- Zusätzliche Speicherverluste

An der FfE wurden anhand erster Case-Studies ausgewählte Flexibilitätsoptionen in der Niederspannung mit dem vorgestellten kostenbasierten Ansatz (nach einem worst-case-Szenario) bewertet. Dabei wurden die nachfolgenden Punkte ersichtlich:

- Die mögliche Kosteneinsparung durch reduzierte mengenbezogene Netzentgelte im heutigen §14a EnWG-System spiegelt nicht die elektrische Leistung und damit den Einfluss auf Netzengpässe wieder. Ein Bezug zur Leistung ist hier sinnvoller.
- Unter heutigen Rahmenbedingungen lohnt sich daher eine Teilnahme an § 14a EnWG für Elektrofahrzeuge bei durchschnittlicher Fahrleistung nicht, da die Kosten (insb. Für zusätzliches iMSys) die möglichen Einsparungen übersteigen.
- Die Kosten für iMSys sind bei kleinen Energieverbrauchern durch die Preisobergrenze von 100 € pro Jahr die größte Kostenkomponente (vgl. Messstellenbetriebsgesetz).

- Bei größeren Verbrauchern (z. B. NSH) kann die häufige Verschiebung der Nutzung von Nieder- zu Hochtarifzeiten hohe Kosten verursachen.
- Viele Kostenpositionen (z. B. erhöhter Verschleiß, Speicherverluste) sind sehr klein und i. d. R. vernachlässigbar.

Die ersten Auswertungen der FfE zeigen, dass eine pauschalisierte, kostenbasierte Vergütung einzelner Anlagentypen bei der Vernachlässigung einzelner Kostenpositionen möglich ist. Ein prozentualer Risikoaufschlag kann Vereinfachungen in der Kostenberechnung ausgleichen, der mit steigender Detailtiefe der Bewertung reduziert werden kann. Ein finanzieller Bonus über die Kostendeckung hinaus ist als Anreiz zur Teilnahme sinnvoll, wenn ein Anreiz zur Teilnahme über die Kostendeckung hinaus erzeugt werden soll. Eine Möglichkeit, einen schrittweisen Übergang für Bestandsanlagen zu gestalten, wäre ein hoher Anreiz zu Beginn mit einer schrittweisen Degression über die Jahre.

1.4 Fazit und Ausblick

Die Entwicklung einer Plattform für Engpassmanagement, in der alle Flexibilitäten (auch heutige § 14a EnWG-Anlagen) unter Berücksichtigung ihrer technischen Wirksamkeit kostenoptimal eingesetzt werden können, bietet eine Reihe von Vor- und Nachteilen, die nachfolgend aufgeführt werden:

- Verfügbare Flexibilität wird optimal eingesetzt und kann auch durch vorgelagerte Netzbetreiber genutzt werden. Die Abstimmung erfolgt über die Plattform.
- Vorhandene und nutzbare Flexibilität wird im Rahmen vertraglich geregelter Randbedingungen (u. a. Abrufdauer, -häufigkeit) bestmöglich genutzt.
- Abstimmungsprozesse zwischen den Parallelsystemen (Flex-Markt und § 14a EnWG) entfallen vollständig.
- Daten und Informationen zu Flex-Optionen, Abrufen und Netzengpässen werden zentral gehalten und können automatisiert ausgewertet werden. Regulatorische Meldepflichten können durch die Plattform erbracht werden.
- Kleinanlagen fungieren im Falle eines marktbasierten Abrufes als „Puffer“, da sie ohne reale Kosten in die Optimierung eingehen (sog. „Gaming“ [8] wird dadurch erschwert).

Zur Vergütung der Teilnahme an einer Flex-Plattform ist auf den Kosten basierende Prämie möglich. Die Teilnahme am System ist für den Endkunden einfach (einmalige Anmeldung ausreichend) und verständlich. Die Prämie bietet im Gegensatz zur „bedingten Bestelleistung“ zudem einen freiwilligen Anreiz zur Teilnahme und deckt die Kosten für Flexibilisierung.

In der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion wird aufgrund der fehlenden Liquidität in den unteren Spannungsebenen ein rein marktbasierendes System häufig kritisiert. Parallel dazu sind Bestrebungen im Gange, § 14a EnWG weiterzuentwickeln und davon getrennt auszugestalten.

Die vorgeschlagene Plattform-Lösung sieht vor, die beiden Bestrebungen (Flexibilitätsmarkt und § 14a EnWG) technisch integriert zu betrachten, um Synergien u. a. zwischen den Netzbetreibern und deren Abruf zu heben, vorhandene Flexibilität bestmöglich und wirtschaftlich optimal einzusetzen, Abstimmungen zu erleichtern und die Transparenz zu erhöhen. Die so im System vorhandene Flexibilität kann auf einer Flex-Plattform auch durch vorgelagerte Netzbetreiber genutzt werden und wird so optimal eingesetzt.

Losgelöst von dieser integrierten Flexibilitätsnutzung können steuerbare Verbraucher in der Niederspannung mit einer auf den Kosten für die Flexibilisierung basierenden Prämie belohnt

werden, wenn sie auf der Plattform langfristig Leistung anbieten. Nach einer einmaligen Registrierung entfällt so weiterer Aufwand für Endkunden.

Das vorgeschlagene System ist als Diskussionsgrundlage für den anstehenden Gesetzgebungsprozess zu verstehen.

1.5 Literatur

- [1] Köppl, Simon et al.: Altdorfer Flexmarkt – Decentral flexibility for distribution networks. In: Internationaler ETG-Kongress 2019. Esslingen: VDE ETG, 2019.
- [2] Hirth, Lion et al.: Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem - Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.
- [3] Gutachten Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Aachen: BET, 2019.
- [4] Zeiselmaier, Andreas et al.: Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen März/2019. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2019.
- [5] Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität - Diskussionspapier Stand 03. April 2017. Bonn: BNetzA, 2017
- [6] SmartMarket-Design in deutschen Verteilnetzen - Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin: Ecofys, 2017.
- [7] Ausgestaltung des §14a EnWG - Positionspapier. Berlin: BDEW, 2017.
- [8] Positionspapier Flexibilitätsverordnung - Umsetzungsvorschlag eines dezentralen Flexibilitätsmechanismus als Konkretisierung des §14a EnWG. Berlin: BNE, 2016.
- [9] Monitoringbericht 2018. Bonn: BNetzA, 2018.
- [10] Zeiselmaier, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.