Pilotprojekt "FlexHafen“
Abschlussbericht (Kurzfassung)

Flexibilitätsoptionen für Netzstabilität und Energiewende nutzen

Zusammenfassung

Ladevorgänge für Elektroautos können intelligent gesteuert und in Zeiten verschoben werden, in denen besonders viel günstiger Strom aus Erneuerbaren Energien verfügbar ist. So lassen sich Netzengpässe vermeiden und bis zu 25 Prozent der Stromkosten einsparen. Zu diesen Ergebnissen kommt das gemeinsame Pilotprojekt „FlexHafen“ von Green Planet Energy (GPE), Stromnetz Hamburg (SNH), BeCharged und EnergieDock (ED).

Hintergrund sind die Herausforderungen in der Niederspannungsebene: Wie kann bei einer wachsenden Zahl von sogenannten flexiblen Verbrauchern wie Wärmepumpen oder Elektroautos sichergestellt werden, dass auch zukünftig die Versorgungssicherheit mit Strom gewährleistet ist? Laut einem Konsultationspapier der Bundesnetzagentur (BNetzA) sollen die Verteilernetzbetreiber diese flexiblen Verbraucher in einem zweistufigen Modell steuern können. Dabei solle laut BNetzA „nur so viel gesteuert werden, wie unbedingt nötig ist, um den Komfort des Kunden so wenig wie möglich einzuschränken“. Eine solche intelligente Steuerung mit möglichst geringen Komforteinbußen sehen wir von Green Planet Energy für die Akzeptanz in der Bevölkerung ebenfalls als maßgeblich an.

Allerdings bezieht das Konsultationspapier bisher noch nicht die sowohl netzdienlichen als auch Energiewende-dienlichen Möglichkeiten ein, die ein dreistufiges Modell bietet, das sowohl die Energieversorgungsunternehmen (EVU) als auch die Endkund:innen stärker einbindet:

- In **Phase 1** (grün) sind Dargebot und Verbrauch von Strom ausgeglichen. In dieser Phase kann das EVU die Flexibilitäten marktlich steuern oder beispielsweise einen dynamischen Stromtarif anbieten.
- In **Phase 2** (gelb) kann der Netzbetreiber präventiv eingreifen, der Prozess beruht jedoch auf marktlichen Anreizen, wie in § 14c EnWG vorgesehen. Es werden Flexibilitäten auf einem Flexibilitätsmarkt eingebracht: Die zeitliche Verschiebung des Verbrauchs kann potenzielle Netzengpässe auflösen.
- **Phase 3** (rot) greift, wenn es trotz der vorgelagerten Maßnahmen zu einem Netzengpass kommt. Der Netzbetreiber kann nun unabhängig vom Flexibilitätsmarkt auf die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) zugreifen, etwa im Rahmen des § 14a EnWG.

Im Rahmen des Pilotprojekts „FlexHafen“ im Jahr 2022 wurde in der Praxis gezeigt, dass ein solches dreistufiges Modell für die Netzstabilität und für die Verbraucher:innen vorteilhaft ist:

- Verteilnetzbetreiber können Flexibilitäten von Verbraucher:innen einsetzen, um Netzengpässe zu vermeiden. Eine rigorose Abregelung ist in vielen Fällen nicht notwendig.
- Flexibilität trägt signifikant zur Entlastung der Netze bei und senkt die notwendigen Investitionen in den Netzausbau. An dieser Stelle lassen sich effektiv volkswirtschaftliche Kosten reduzieren.
- Bei der marktorientierten Steuerung ergab sich ein Einsparpotential von bis zu 25 % in der Strombeschaffung. Von dieser Ersparnis können Verbraucher:innen finanziell profitieren.
- Verbräuche können außerdem in jene Abschnitte des Tages verlagert werden, in denen die CO_2-Emissionen des deutschen Strommixes besonders gering sind.

1. Durchführung und Ergebnisse des Pilotprojekts „FlexHafen“

In diesem Pilotprojekt wurde von April bis Juni 2022 ein Feldtest durchgeführt, der sowohl marktdienliche Flexibilität für das Bilanzkreismanagement des Energieversorgers, als auch netzdienliche Flexibilität für den Netzbetreiber untersucht. Zu diesem Zweck wurden 14 Kund:innen von GPE, größtenteils mit einem Stromanschluss im Netzgebiet des SNH, am Pilotversuch beteiligt. Die Wallboxen der Kund:innen wurden über eine standardisierte Schnittstelle angebunden und gesteuert; zusätzliche Hardware wurde nicht benötigt.

In dem Pilotprojekt wurde zunächst die vorhandene Flexibilität im Haushalt der Kund:innen identifiziert. Verbindet der/die Kund:in beispielsweise abends das Elektroauto mit der Wallbox, so lässt sich der Energiebedarf ermitteln und zusammen mit dem voraussichtlichen Abfahrtszeitpunkt am nächsten Morgen über eine virtuelle Plattform mit den Bedarfen weiterer Kund:innen abgleichen.

Das Pilotprojekt teilte sich in zwei Phasen: In der ersten Phase hat das EVU die Flexibilitäten Energiewende-dienlich eingesetzt; in der zweiten Phase folgte die netzdienliche Steuerung durch den Netzbetreiber. Die Flexibilität wurde dann eingesetzt, um den Strombezug der Endkund:innen sowohl auf die Winderzeugung im Bilanzkreis von GPE anzupassen als auch hinsichtlich der Beschaffungskosten (Day-Ahead-Preise) zu optimieren. Ziel im Feldtest war es, den Strombezug in die Stunden mit hoher Winderzeugung und niedrigen Strompreisen zu verschieben.

In den rund zwei Monaten, die der Feldtest dauerte, haben 14 Kund:innen insgesamt 5,3 MWh flexible Energie zur Verfügung gestellt. Rund 70 % der Ladevorgänge konnten in diesem Zeitraum sinnvoll verschoben werden.

Marktdienliche Optimierung: Finanzielles Einsparpotential liegt bei bis zu 25 Prozent

So wurden in den 48 Tagen des Feldtests unter marktdienlicher Optimierung 2,5 MWh Energie verschoben. Dies entspricht gut 50 kWh pro Tag und etwa 4 kWh pro Tag und Kund:in (im

Vergleich zum Durchschnittsverbrauch eines Zwei-Personen-Haushalts mit E-Auto von 13 kWh pro Tag).

Eine marktliche Optimierung, primär auf die Über- und Unterdeckung des Windstrombilanzkreises von GPE und sekundär auf den Day-Ahead-Börsenpreis, brachte ein Einsparpotential von bis zu 25 % in der Strombeschaffung. Im kontinuierlichen Intra-Day-Markt sind aufgrund der höheren Fluktuation der Preise weitere Einsparungen möglich. Eine erste Extrapolation auf den Intra-Day-Markt verspricht sogar 35 %.

Verbräuche können außerdem in solche Abschnitte des Tages verlagert werden, in denen die CO_2-Emissionen des deutschen Strommixes besonders gering sind. Dies ist häufig nachts gegeben. So unterstützen Kund:innen über ihren Ökostromtarif hinaus aktiv die Energiewende. Im Rahmen des Projekts wurde an zwei Tagen eine zusätzliche CO_2-Optimierung durchgeführt. Es zeigte sich, dass hierbei Einsparpotentiale zwischen 10 und 25 % möglich sind.

Netzdienliche Optimierung: Netzengpässe können vermieden werden

Ein weiteres wichtiges Ergebnis ist, dass Verteilnetzbetreiber Flexibilität einsetzen können, um Netzengpässen zu begegnen. Dabei reichen die Anwendungsfälle von durch Windstrom ausgelösten Engpässen in der Mittelspannung bis hin zu Niederspannungsengpässen, die durch eine zu hohe Gleichzeitigkeit des privaten Stromverbrauchs erzeugt werden. In diesem Pilotprojekt wurde die Lösung eines Niederspannungsengpasses untersucht und erprobt. Abschließend wurde Flexibilität im Rahmen des Netzengpassmanagements durch den Netzbetreiber eingesetzt.

Die bestehenden Stromnetze sind nicht für die starke Erhöhung des Stromverbrauchs in Privathaushalten durch die zunehmende Elektrifizierung weiterer Sektoren wie dem Heizungsbereich ausgelegt. Gerade im städtischen Bereich wäre es mit großen Kosten, Aufwänden und baulichen Maßnahmen verbunden, die Netze entsprechend auszubauen. In bestimmten Bereichen wird der Netzausbau aufgrund von baulichen Gegebenheiten zudem nicht möglich sein. An dieser Stelle kann die Flexibilität des Verbrauchs etwa von E-Autos und Wärmepumpen entsprechend koordiniert werden, um sicherzustellen, dass immer nur so viele Verbraucher gleichzeitig Strom nutzen, wie es die Netzkapazitäten erlauben.

Im Testzeitraum von 19 Tagen konnten so leichte Restriktionsverletzungen um über die Hälfte reduziert werden. Restriktionen sind die physikalischen Grenzen des Netzes: zum Beispiel der maximale Strom, der über einen Trafo oder ein Kabel fließen darf. Die Restriktionsverletzung ist somit eine Überschreitung dieses Grenzwertes. In über 20 Viertelstunden konnten schwere Restriktionsverletzungen komplett vermieden werden. Die erfolgreiche Reduktion hat gezeigt, dass Flexibilität deutlich zur Entlastung der Netze beitragen und die notwendigen Investitionen in den Netzausbau senken kann.

Fazit: Flexible Verbraucher sind wichtige Bausteine für das Energiesystem der Zukunft

Der kaskadierte Einsatz von Optimierungen ist für Energieversorger wirtschaftlich attraktiv und für Netzbetreiber bezahlbar und effizient. Die nachvollziehbare Buchungs- und Optimierungslogik sorgte darüber hinaus dafür, dass Kund:innen kaum Komforteinschränkung wahrnahmen.

Das FlexHafen-Projekt verdeutlicht die zunehmende Bedeutung, die die flexiblen Verbraucher im Energiesystem der Zukunft haben werden. Dabei wird auch offenbar, dass die Transformationsbereiche Mobilität, Wärme, Netze und Märkte nicht getrennt voneinander, sondern gemeinsam betrachtet werden sollten. Informationstechnische Ansätze, wie sie im FlexHafen-Projekt untersucht wurden, können dazu einen substanziellen Beitrag liefern, indem sie die Sektoren optimal miteinander koppeln.

Folgeprojekte, die auf dem FlexHafen-Projekt aufbauen, sind seitens GPE bereits in der Planung. Dabei sollen perspektivisch weitere Verbraucher wie Wärmepumpen und Batteriespeicher eingebunden und die Steuerung über das Smart Meter Gateway umgesetzt werden.

2. Politische Handlungsempfehlungen

Die Notwendigkeit der Flexibilisierung des Stromsystems zur besseren Integration von Erneuerbaren Energien ist sowohl in der Energiewirtschaft als auch in der Politik breiter Konsens. Dabei ist die Ausgestaltung des § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ein wichtiger Aspekt. Hiermit wird die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) wie Elektroautos, Wärmepumpen oder Batteriespeichern geregelt. Die Bundesnetzagentur hat durch einen Beschluss des Bundestages den Auftrag erhalten, die Regeln zu § 14a EnWG zu konkretisieren und möglichst im Rahmen von marktwirtschaftlichen Aspekten auszugestalten. Erste Ideen legte die BNetzA in einem Eckpunktepapier Ende November 2022 vor und ging mit einem konkretisierenden Entwurf Ende Juni 2023 noch einen Schritt weiter. Ein Inkrafttreten ist zu Anfang 2024 geplant.

Im Gegensatz zu den präventiven und marktlichen Ansätzen des FlexHafen-Projekts wird mit den Vorschlägen der BNetzA auf einen Handel von Endkund:innen-Flexibilität verzichtet. Stattdessen sollen Netzbetreiber bei drohender Netzüberlastung steuernden Zugriff auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen erhalten, um diese auf einen definierten Leistungsbezug abzuregeln. Hierfür wird im Gegenzug jede:r Endkund:in eine Vergünstigung der Netzentgelte gewährt.

Dem Vorschlag der BNetzA steht jedoch der Ruf der Branche nach wirtschaftlichen Anreizen zur Vermeidung von Netzengpässen gegenüber. In einer dezentralen Versorgungsstruktur ist es notwendig, die Endkund:innen als Akteur:innen einzubeziehen. Das FlexHafen-Projekt zeigt, dass ein marktlicher Ansatz und somit ein verbraucherorientierter Strombezug unter Berücksichtigung der Netzsicherheit möglich sind. Voraussetzung dafür ist ein transparenter, fairer und voll automatisierter Prozess, wie er im Projekt FlexHafen umgesetzt wurde. Mit ihrem Festlegungsentwurf vom Juni 2023 greift die BNetzA die Aspekte von variablen Netzentgelten

auf und geht damit erste Schritte zu anreizorientierten Lastverschiebungen, die aber in der Einzelbetrachtung keine ausreichende Wirkung entfalten, um Netzengpässe zu verhindern.

Aus diesem Grund schlagen wir eine **Beschaffungsplattform für Systemdienstleistungen** vor, die eine marktliche Beschaffung von Flexibilität nach § 14c EnWG ermöglicht. So kann dem kurativen Prozess des § 14a EnWG ein präventiver Prozess vorgeschaltet werden. Die Einschränkungen des Leistungsbezugs durch die Netzbetreiber im Zuge des kurativen Prozesses nach § 14a EnWG sollten dabei so selten wie möglich Anwendung finden und nur zur Beseitigung einer konkreten Gefahr angewandt werden.

Statt des bisher im Rahmen der Konsultation des § 14a EnWG durch die BNetzA vorgeschlagenen zweistufigen Modells (Abregelung durch den Verteilnetzbetreiber), sollte dementsprechend, analog zu einer dreiphasigen Ampel, ein dreistufiges Modell angestrebt werden. In der mittleren „gelben Phase“ dieses Modells müssen Flexibilitäten nach marktlichen Kriterien, wie in der oben genannten Beschaffungsplattform, erbracht werden können. Dies bringt den entscheidenden Anreiz, um eine zeitliche Verschiebung des Verbrauchs zu ermöglichen und um den potenziellen Netzengpass aufzulösen. Kommt es trotz der vorgelagerten Maßnahmen zu einem Netzengpass, greift die rote Phase, und der Netzbetreiber kann unabhängig vom Flexibilitätsmarkt auf die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zugreifen.

Durch die Einschränkungen im Leistungsbezug von Endkund:innen entstehen Fehlprognosen beim Stromlieferanten. Dieser ist verpflichtet im Vorfeld Prognosen zu erstellen und auf deren Basis die Stromerzeugung und Stromlieferung im eigenen Verantwortungsbereich, dem Bilanzkreis, auszugleichen. Durch die unvorhersehbaren Einschränkungen im Leistungsbezug entstehen Schieflagen in diesen Bilanzkreisen. Dies kann hohe Kosten und Risiken bei den Stromlieferanten verursachen. Wir fordern deshalb, dass ein **bilanzieller Ausgleich durch die Netzbetreiber** erfolgt.

Für den Netzbetreiber sollten Anreize geschaffen werden, Flexibilität marktlich für dessen Netzengpassbewirtschaftung zu beschaffen. Somit können intelligente Steuermaßnahmen gegen den Netzausbau abgewogen werden, da beide auf das Netzentgelt umgelegt werden können und somit in das Ergebnis des Netzbetreibers einfließen. Dies dient der effizienten Transformation der Energieversorgung. Weiterhin ist ein konsequenter Rollout von Smart Meter Gateways notwendig, um flexible Verbraucher vollends in das Bilanzkreismanagement aufzunehmen und diese über das Smart Meter Gateway zu steuern.