

Pilotprojekt FlexHafen

Die Erschließung von verbraucherseitiger Flexibilität stellt einen der zentralen Bausteine dar, der erforderlich ist, um die Energiewende erfolgreich umzusetzen. Denn um die fluktuierende Energieerzeugung (fEE) aus Wind und Sonne bestmöglich auszunutzen zu können, muss der Verbrauch der Erzeugung nachgefahren werden. Hierfür ist es erforderlich, die Anlagen, deren Energiebezug verschiebbar ist, zeitlich auf die Erzeugung der fEE-Anlagen abzustimmen. Das E-Auto, die Wärmepumpe und der Batteriespeicher stellen solche flexiblen Anlagen dar. Die zunehmende Verbreitung dieser Anlagen führt zu einem deutlich erhöhten Bedarf an elektrischer Energie, für den die Verteilnetze nicht ausgelegt sind. Die Abstimmung der Anlagen auf die EE-Erzeugung führt zu einer zeitlichen Akkumulation des Leistungsbezugs und damit zu einer weiteren Verschärfung der Situation in den Verteilnetzen. Zur Auflösung dieses Zielkonfliktes haben die Unternehmen EnergieDock (ED), Green Planet Energy (GPE) und Stromnetz Hamburg (SNH) im Jahr 2022 das Pilotprojekt FlexHafen durchgeführt.

Im Pilotprojekt wurden die Wallboxen der Teilnehmer:innen (E-Mobilitätskunden von GPE) von einem IoT-Anbieter via OCCP an die Flexibilitätsplattform NEMO.spot (eine Entwicklung von ED) angebunden. Hierbei wurde darauf geachtet Kund:innen aus dem Netzgebiet der SNH auf der Plattform zu integrieren, um die gesamte Wertschöpfungskette der Energieversorgung abbilden zu können.

Zunächst wurde jeder flexible Ladevorgang der teilnehmenden E-Autos in Form eines Flexibilitätsangebots auf der Plattform gemeldet. Diese bestehen aus dem Flexibilitätszeitraum, also dem Ankunftszeitpunkt und dem Abfahrtszeitpunkt und der benötigten Energie inklusive der Ladeleistung. Innerhalb dieses Flexibilitätszeitraums konnte der Strombezug nun frei verschoben werden, ohne dass dies in einem Komfortverlust für die Endkund:innen resultiert. Für den Energieversorger und den Netzbetreiber, die als Flexibilitätsnutzer an die Plattform angebunden sind, wurden Optimierungsalgorithmen entwickelt. Für den Energieversorger wurden die Startzeitpunkte der Ladevorgänge basierend auf hohem Windaufkommen und niedrigen Day-Ahead-Preisen optimiert. Der Netzbetreiber konnte auf die Flexibilität zugreifen, um diese für sein Netzengpassmanagement einzusetzen.

Bilanzkreismanagement

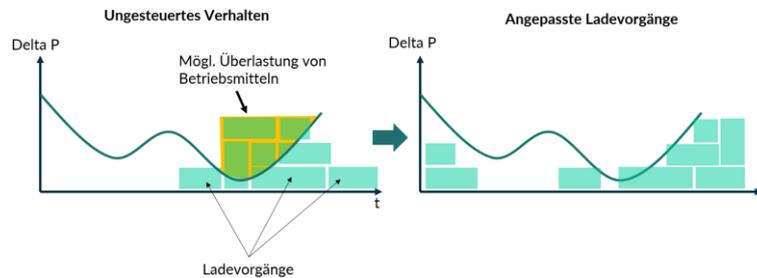
Im ersten Teil des Feldtests wurden die Ladevorgänge der Verbraucher:innen in Zeitpunkte mit hohem Windaufkommen und niedrigen Strompreisen am Day-Ahead-Markt verschoben. Als Signal für die Windüberschüsse wurden dabei Windparks aus dem Portfolio von GPE gewählt.

Das Projekt hat gezeigt, dass durch die Verschiebung innerhalb der von den Endkund:innen angebotenen Flexibilitätszeiträume eine signifikante Reduktion der Strombeschaffungskosten erreicht werden kann. Würden die Kund:innen ihren Strom ausschließlich über den Day-Ahead-Markt beziehen, ergibt sich über das gesamte Pilotprojekt eine durchschnittliche Reduktion der Strombeschaffungskosten durch die Verschiebung der Ladevorgänge gegenüber den nicht optimierten Ladevorgängen von ca. 25 %. Dies entsprach im Betrachtungszeitraums des Pilotprojektes im Sommer 2022 aufgrund des hohen Preisniveaus auf den Strommärkten einer Reduktion um ca. 5 ct / kWh.

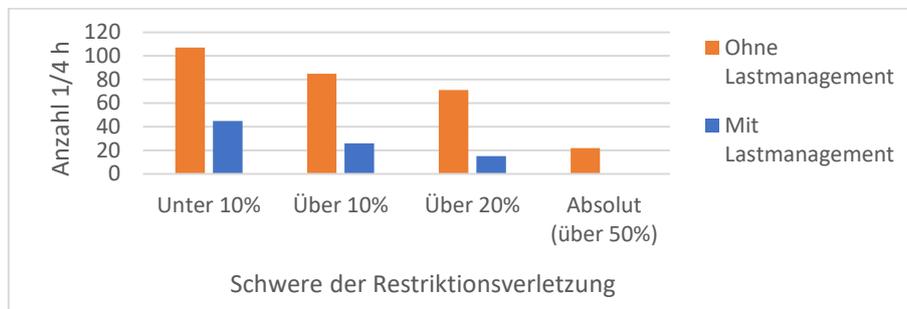
Netzengpassmanagement

Da die Verbraucher:innen über das gesamte Netzgebiet der SNH verteilt waren, wurden sie zu einem virtuellen Netzstrang zusammengefasst, für den eine virtuelle Restriktionskurve erstellt wurde. Diese

basiert auf realen Daten aus Planungsgrundsätzen der Stadtwerke Köln und einer Studie der Universität Wuppertal. Im Feldtest wurden nun die real auflaufenden Ladevorgänge, die zu einer Überschreitung der Restriktionskurve geführt hätten, zeitlich innerhalb ihrer definierten Grenzen so verschoben, dass möglichst keine Überlastung mehr vorliegt.



In der Folgenden Grafik wird die Anzahl der Viertelstunden aufgetragen, in denen der virtuelle Netzstrang überlastet gewesen wäre. Dies zeigt, dass der Einsatz der Flexibilität die Überlastungen signifikant reduziert und besonders schwere Restriktionsverletzungen verhindert werden.



Kaskadierung

Während im Bilanzkreismanagement die Ladevorgänge tendenziell in die gleichen Zeiträume verschoben werden, werden diese beim Netzengpassmanagement möglichst breit verteilt. Um diesen Zielkonflikt aufzulösen kann auf der Flexibilitätsplattform NEMO.spot ein zweistufiger, kaskadierter Prozess stattfinden. Die Ladevorgänge werden dabei zunächst im Bilanzkreismanagement durch das EVU verschoben. Der Netzbetreiber greift nachgelagert auf die gleichen Flexibilitätsangebote und kann diese auf einen anderen Zeitpunkt verschieben, wenn ein Netzengpass prognostiziert wird. Die Kosten, die dem EVU durch die Verschiebung vom Optimum entstehen, werden durch den Netzbetreiber beglichen. Dieser zweistufige Prozess ermöglicht das optimale Ausbalancieren des Flexibilitätseinsatzes zwischen den Interessen des NB und des EVUs während der grünen und gelben Ampelphase. In der roten Ampelphase kann der Netzbetreiber unabhängig von der Flexibilitätsplattform auf die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zugreifen, etwa im Rahmen des §14a EnWG.