

# Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen

Baris Özalay, Henning Schuster, Jan Kellermann, Jens Priebe, Albert Moser, Stefan Nykamp, Richard Tretter, Andreas Ernst, Stefan Richter und Marcus Merkel

Im Auftrag von innogy SE, EWE Netz GmbH und SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG hat E-Bridge gemeinsam mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University (IAEW) das wirtschaftliche Potenzial der Flexibilität von elektrischen Wärmeanwendungen, Elektromobilität sowie Haushaltsspeichern zum Engpassmanagement im Verteilnetz quantifiziert. Im Ergebnis zeigt die Studie das große Potenzial einer netzdienlichen Flexibilitätsnutzung im Verteilnetz, um letztendlich die Netzentgelte auf bekanntem Niveau zu halten und Kostensteigerungen für den Kunden zu vermeiden.

Durch Energiewende und Sektorenkopplung steigt die Anzahl der Anlagen im Verteilnetz rasant an – weiter zunehmende erneuerbare Erzeugungsanlagen, neue flexible Verbraucher, wie Elektroautos und elektrische Wärmeanwendungen sowie Haushaltsspeicher, prägen eine neue Energielandschaft. Die rasant steigenden Anforderungen an die heutige Netzinfrastruktur durch diese Anlagen können zu Engpässen im (Verteil-)Netz führen. Jedoch bieten genau diese Anlagen umgekehrt auch „Flexibilität“ in Strombezug/-einspeisung und somit auch eine Lösungsmöglichkeit zur Vermeidung von Engpässen.

Mit den im Rahmen der Studie getroffenen Szenarioannahmen ergibt sich z.B. im Jahr 2035 ein absolutes Flexibilitätspotenzial von bis zu 10,5 GW für Elektromobilität bzw. 6,5 GW für elektrische Wärmeanwendungen (Abb. 1) – in Abhängigkeit davon, wie die Anlagen genutzt werden (markt-/systemdienlich oder netzdienlich). Für Verteilnetzbetreiber bietet dabei ausschließlich netzdienliche Flexibilität Lösungspotenzial zur Behebung von Netzengpässen. Das netzdienliche Flexibilitätspotenzial steigt dabei insbesondere zwischen den Jahren 2023 und 2035 stark an.

Nur durch einen netzdienlichen Einsatz der Flexibilität genau jener (neuen) Lasten, Einspeisungen und Haushaltsspeicher – ergänzend zum weiterhin notwendigen zusätzlichen Netzausbau – kann eine effiziente Umsetzung der Energiewende erreicht werden. Erst das planmäßige Zusammenspiel zwischen Investition und Flexibilitätsnutzung führt in der Analyse zu einem optimierten Netzausbau, sodass durch die



Erneuerbare Energieanlagen prägen eine neue Energielandschaft. Das erhöht die Anforderungen an die Verteilnetze, bietet aber auch Lösungsmöglichkeiten  
Bild: Adobe Stock

Nutzung last- und erzeugungsseitiger Flexibilität auf ineffiziente Ausbaumaßnahmen verzichtet und die bisherige und zusätzlich zu errichtende Infrastruktur besser ausgenutzt werden kann.

## Zielsetzung

Ziel der Studie ist es, das wirtschaftliche Potenzial von Flexibilität zum Engpassmanagement im Verteilnetz für das Jahr 2035 zu quantifizieren und die dadurch bedingten reduzierten Aufwendungen für zusätzlichen Netzausbau durch bessere Ausnutzung der Netze zu bestimmen.

In einem weiteren Schritt werden die Wechselwirkungen und Synergien der Flexibilitätsnutzung im Verteilnetz mit den Einspa-

rungen im Übertragungsnetz für das Jahr 2023 (kurzfristige Perspektive) aufgezeigt.

Die Studie orientiert sich dabei an drei Leitthesen:

■ **These 1:** Flexibilität in der Netzplanung: „Wenn der Verteilnetzbetreiber die Flexibilität von Einspeisungen, Lasten und Haushaltsspeichern planerisch berücksichtigen und netzdienlich nutzen kann, könnten Kosten für zusätzlichen Netzausbau signifikant reduziert und die Netze besser ausgenutzt werden.“

■ **These 2:** Flexibilität im Netzbetrieb: „Falls der Verteilnetzbetreiber die Flexibilität nicht nur von Einspeisungen, sondern auch von Lasten und Haushaltsspeichern nutzen kann, werden mehr erneuerbare Energien in die Verteilnetze integriert.“

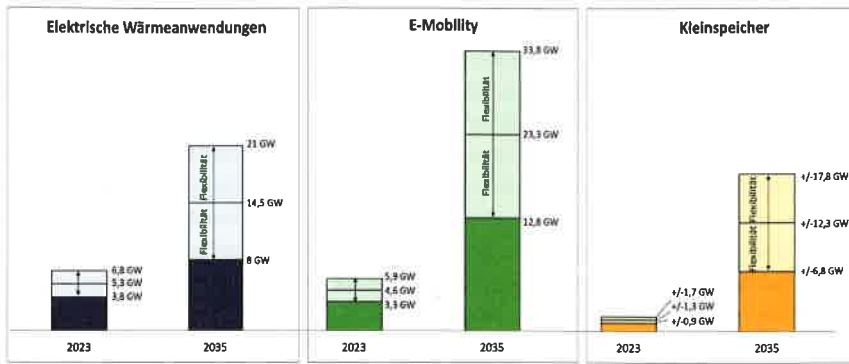


Abb. 1 Flexibilität neuer Technologien im Strombezug in 2023 und 2035

These 3: Symbiose „lokal vor regional“: „Nutz der Verteilnetzbetreiber die Flexibilität lokal im Verteilnetzbetrieb, kann davon auch der Übertragungsnetzbetreiber durch die damit verbundene überregionale Netzentlastung profitieren.“

### Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen gliedert sich in drei Schritte (Abb. 2): Zunächst werden in einer Analyse Flexibilitätspotenziale sowie Annahmen zum Szenariorahmen für das Jahr 2035 festgelegt. Für die Simulation der Netze werden repräsentative Modellnetzklassen und Netznutzungsfälle sowie die Rahmenbe-

dingungen für die Simulationen bestimmt. Analysen werden für die Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungsebene durchgeführt. Es werden damit alle Netzebenen der Verteilnetze betrachtet.

Den zweiten Schritt bilden die Modellierung und die Simulationen der Verteilnetze. Im Rahmen der Arbeiten wird das Daten- und Simulationsmodell der Studie „Moderne Verteilnetze für Deutschland“ (BMW-Verteilnetzstudie) weiterentwickelt und angewendet. Das Daten- und Simulationsmodell umfasst 16.000 MS- und 20.000 NS-Modellnetze. Insgesamt wurden somit ca. 1,8 Mio. Simulationen durchgeführt.

Mithilfe des Modells wird der Netzausbedarf in deutschen Verteilnetzen für das Jahr 2035 sowohl bei Fortführung der heutigen Planungsgrundsätze der Verteilnetzbetreiber als auch unter Berücksichtigung netzdienlicher Flexibilitätsnutzung simuliert. In einem nachgelagerten Schritt wird auf Basis einer regionalen Bilanzierung und in-stallierten Leistungen auf Gemeindeebene bestimmt, ob die Abregelung von Erneuerbare-Energie-Anlagen durch die netzdienliche Nutzung der Flexibilität von Lasten und Haushaltsspeichern reduziert werden kann. Nachfolgend werden die Wechselwirkungen bzw. Synergien der Flexibilitätsnutzung im Verteilnetz mit den Einsparungen im Übertragungsnetz für das Jahr 2023 untersucht.

Der finale dritte Schritt stellt die Auswertung der Ergebnisse dar. Dazu werden die zuvor aufgestellten Thesen verifiziert. Zusätzlich werden in einem Fazit Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen auf Basis der Ergebnisse ausgearbeitet.

### Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Rahmen der Studie wurde eine Reihe an Erkenntnissen gewonnen:

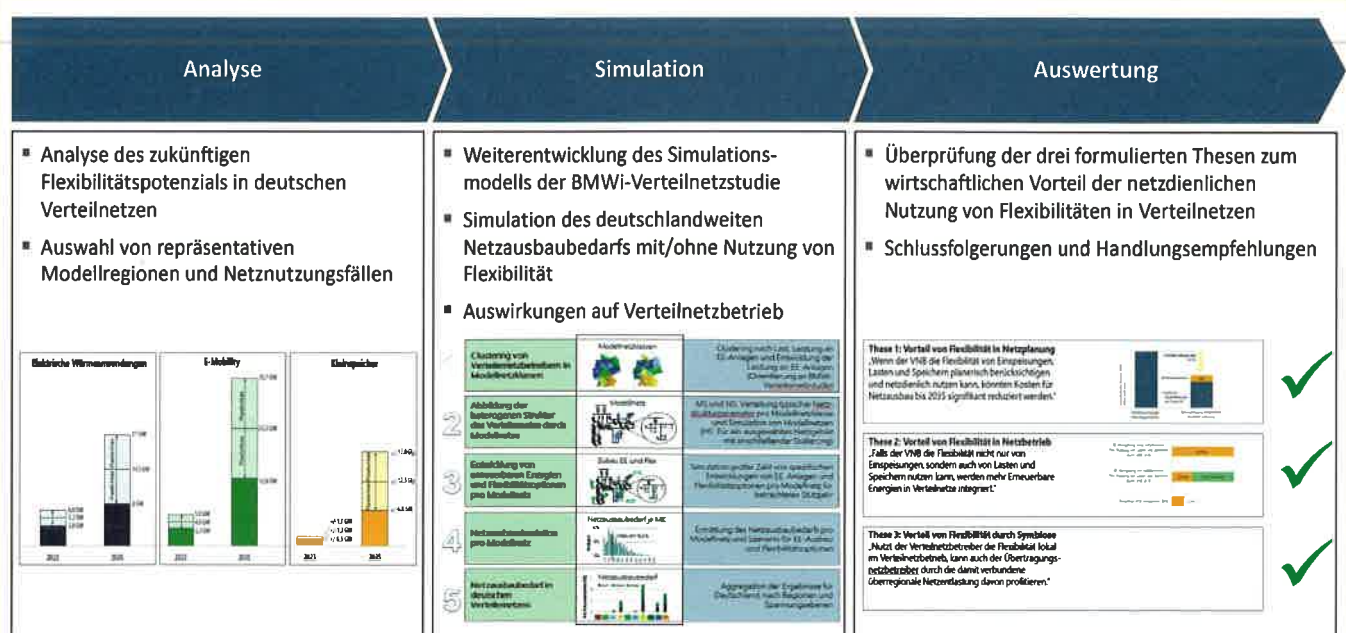


Abb. 2 Methodisches Vorgehen

**Je mehr Flexibilität rein markt-/systemdienlich erschlossen und genutzt wird, desto höher ist der Netzausbaubedarf im Verteilnetz im Jahr 2035, sofern heutige Planungsgrundsätze fortgeführt werden**

Der Grund dafür sind steigende Gleichzeitigkeiten von steuerbaren Lasten und Haushaltsspeichern sowie eine Steigerung der Last als Folge der zunehmenden Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor.

**Diese Effekte sind besonders in städtischen Verteilnetzen und Verteilnetzen umliegender Ballungsräume in der Mittel- und Niederspannungsebene signifikant**

Erstmalig sind Stadt- und umliegende Ballungsraumnetze damit kostenseitig im Fokus zukünftiger Netzentwicklungs- und Netzbe-wirtschaftungskonzepte. Die Studie belegt zudem erneut den reduzierten Ausbaubedarf in den ländlichen Netzen durch wirksame Instrumente wie der Spitzenkappung.

**Wenn der Verteilnetzbetreiber Flexibilität jedoch netzdienlich in seiner Planung berücksichtigen kann, ist es möglich, den zusätzlichen Investitionsbedarf für die Integration neuer Lasten, Haushaltsspeicher und Einspeisungen im Verteilnetz bis 2035 von 36,7 Mrd. € auf bis zu 16 Mrd. € zu reduzieren (-55 %)**

Dabei ist zu beachten, dass es netzdienliche Flexibilität nicht „zum Nulltarif“ gibt:

Auch unter Berücksichtigung der Kosten für Aktivierung und Abruf des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes (circa 450 Mio. € im Jahr an Opportunitätskosten und IKT-Zusatzkosten auf Verteilnetzebene) können die jährlichen Zusatzkosten um 42 % auf 2,15 Mrd. € reduziert werden (Abb. 3).

Insbesondere stark lastgeprägte Netze profitieren von der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung. Als Flexibilität werden dabei perspektivisch insbesondere elektrische Wärmeanwendungen und Elektrofahrzeuge netzdienlich eingesetzt. Ein rein markt-/systemdienlicher Einsatz der Anlagen in netzunkritischen Zeiten ist darüber hinaus in einem Großteil des Jahres weiterhin möglich.

**Falls der Verteilnetzbetreiber die Flexibilität nicht nur von Einspeisungen, sondern auch von Lasten und Haushaltsspeichern nutzen kann, werden mehr erneuerbare Energien in die Verteilnetze integriert**

Durch die netzdienliche Nutzung der Flexibilität von Lasten und Haushaltsspeichern, z. B. durch eine „Zuschaltung“ von Lasten im Verteilnetz, kann die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen um bis zu 65 % reduziert werden, anstatt diese nach dem Prinzip der Spitzenkappung (derzeit 3 %-Regel) generell und in allen Netzen planerisch abzuregeln. Hierfür sind allerdings regulatorische Instrumente und Kundenanreize für eine „Zuschaltung von

Lasten“ im Verteilnetz zu implementieren. Durch die zusätzliche Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen können 1,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Jahr vermieden werden.

**Nutzt der Verteilnetzbetreiber die Flexibilität lokal im Verteilnetzbetrieb, profitiert auch der Übertragungsnetzbetreiber durch die damit verbundene überregionale Netzentlastung davon**

In vielen Fällen zeigt sich ein wirkungsgleicher Flexibilitätsbedarf für Verteil- und Übertragungsnetz. Durch die Einführung eines Koordinierungsmechanismus zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern können diese Synergien bei der Engpassbehebung über die Kaskade bis zum Übertragungsnetz ausgeschöpft werden und engpassverstärkende Flexibilitätseinsätze (d. h. entgegen gerichtete Flexibilitätsabrufe im Verteilnetz und Übertragungsnetz) werden gleichzeitig vermieden.

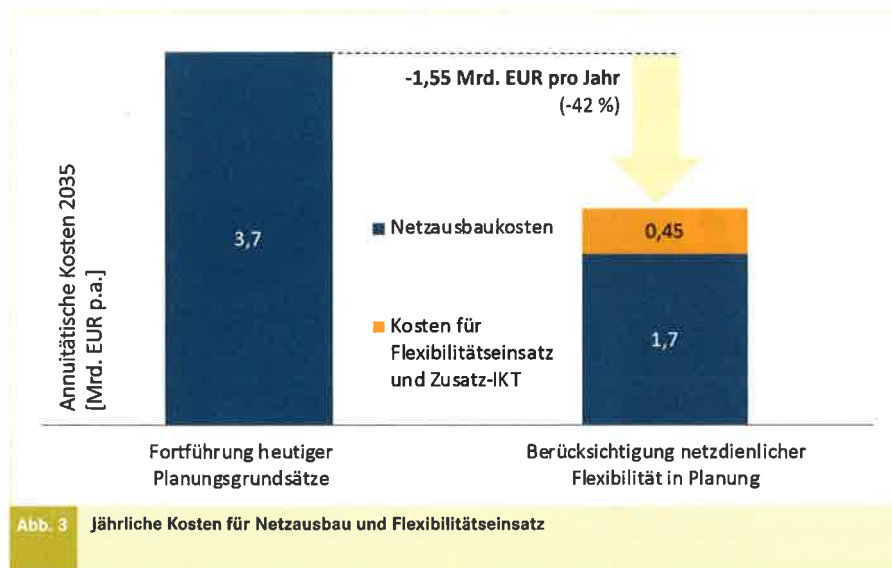
Weiterführende Untersuchungen sollten allerdings für das Jahr 2035 mit den zugehörigen Entwicklungen in Bezug auf eine sinkende konventionelle Kraftwerksanzahl für den Redispatcheinsatz im Übertragungsnetz und unter Berücksichtigung des weitreichenden Einflusses des großflächigen Einsatzes von Spitzenkappung und Lastflexibilität in der Verteilnetzebene auf die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz erfolgen.

### Handlungsempfehlungen

Die Studie zeigt das große volkswirtschaftliche Potenzial netzdienlicher Flexibilitätsnutzung für eine effiziente Integration zukünftiger Lasten, Einspeisungen und Haushaltsspeicher.

Um die Ergebnisse der Studie auch in der Praxis umsetzen zu können, werden folgende Handlungsempfehlungen als notwendige nächste Schritte angesehen:

- Dem Verteilnetzbetreiber ist das Recht einzuräumen, in Zukunft Flexibilität als gleichwertige Alternative zum Netzausbau in seiner Netzplanung zu berücksichtigen, um eine möglichst kosteneffiziente (volkswirtschaftliche) Lösung zu realisieren (Einspeisung und Verbrauch).



■ Aufgrund der Bedeutung für Verteilnetzbetreiber bedarf es hierzu Rechtssicherheit in Gestalt klarer und ausdrücklicher gesetzlicher Regelungen. Um dies zu ermöglichen, sind Anpassungen des Rechtsrahmens zwingend notwendig (u.a. Anpassungen der §§ 11 und 14 EnWG und der Stromnetzentgeltverordnung).

■ Insbesondere sind Instrumente auf der Verbraucherseite zu entwickeln und zu implementieren („Spitzenglättung“, zuschaltbare Lasten im Verteilnetz).

■ Regulatorische Hemmnisse betreffend Flexibilitätsnutzung und Engpassmanagement (Betrieb und Planung) müssen abgebaut werden. Hierzu sind beispielsweise in der derzeitigen Diskussion zur NABEG-Novellierung und der Neugestaltung von Einspeisemanagement und Redispatch geeignete Anreizsysteme für effiziente Prozesse auf Kunden- und Netzbetreiberseite zu schaffen.

■ Die zugehörigen anfallenden Kosten (vor allem Betriebskosten (OPEX) für den Flexibilitätsinsatz) müssen für Verteilnetzbetreiber regulatorisch verlässlich und konkret anerkannt werden. Hierzu bedarf es keines regulatorischen Systemumbruchs. Vielmehr sollte es vor allem in der Phase der Errichtung, Etablierung und Erprobung netzdienlicher Flexibilitätsmechanismen im bestehenden System zusätzliche regulatorische „Übungs- und Teilnahmeanreize“ für Verteilnetzbetreiber geben.

■ Die Ergebnisse zeigen auf, dass Anstrengungen und Anreize im Themenbereich netzdienlicher Flexibilität sinnvoll allokiert sind, um das volkswirtschaftliche Potenzial auch realistisch heben zu können. Unabhängig davon wird durch die Studie aber auch die in erheblichem Umfang weiterbestehende Notwendigkeit herausgearbeitet, zusätzlichen konventionellen Netzausbau zu errichten. Es darf daher als Reflex keine Schlechtererstellung von konventionellem Netzausbau erfolgen.

■ Ein effizienter Koordinationsmechanismus zwischen Verteilnetzen untereinander und Verteilnetzen und Übertragungsnetzen muss Synergiepotenziale zwischen verschiedenen Spannungsebenen realisieren und Netzsicherheit für Verteilnetze bei netzbetreiberübergreifenden Flexibilitätsabrufen gewährleisten. Hierzu wurde bereits mit dem „Flex-Router-Konzept“ der BDEW PG DSO 2.0 ein Vorschlag für einen Koordinierungsmechanismus entwi-

ckelt, der für höhere Spannungsebenen bereits konkret ist und für die niederen Spannungsebenen weiterentwickelt werden muss. Derzeit arbeitet die Branche im BDEW mit Vertretern aus Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern an einer gemeinsamen Konkretisierung und Implementierung des Konzepts. Diesen Ansatz gilt es, ebenso wie die Erkenntnisse und Konzepte aus dem SINTEG-Forschungsprogramm, weiter zu verfeinern und zu implementieren.

*Dr. B. Özalay und Dr. H. Schuster, E-Bridge Consulting GmbH, Bonn; J. Kellermann, J. Priebe und Prof. Dr. A. Moser, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Aachen; Dr. S. Nykamp, A. Ernst und Dr. S. Richter, innogy SE, Essen; R. Tretter, Stadtwerke München GmbH, München; M. Merkel, EWE Netz GmbH, Oldenburg*

# Schön, wenn's funkt

Die digitale Heizkostenabrechnung  
ista einfachSmart – einfach zum Verlieben



Von Fernauslesung bis Datenverwaltung im ista Webportal – Heizkostenabrechnung leicht wie nie. Jetzt informieren unter: [einfachsmart.ista.de](http://einfachsmart.ista.de)

ista Deutschland GmbH • Luxemburger Straße 1 • 45131 Essen  
Telefon 0201 459-02 • [info@ista.com](mailto:info@ista.com) • [www.ista.de](http://www.ista.de)

**ista**