


Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz

Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende

Studie im Auftrag deutscher Verteilnetzbetreiber



E-Bridge
Kompetenz in Energie



Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten.

Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftliche Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

Management-Summary

1	Hintergrund und Zielstellung	1
1.1	Die Energiewende in Deutschland	1
1.2	Das Grundverständnis des Verteilnetzbetreibers	2
1.3	Flexibilitäten im Stromsystem	4
1.3.1	Definition und Abgrenzung	4
1.3.2	Die Flexibilitätsquelle des Energiesystems liegt im Verteilnetz	5
1.3.3	Steigender Flexibilitätsbedarf im Energiesystem	6
1.3.4	Konkurrierende Anwendungszwecke der Flexibilität	7
1.4	Probleme einer fehlenden Koordinierung	8
1.4.1	Netzsicherheit	8
1.4.2	Synergien	9
1.4.3	Kosteneffizienz	10
1.5	Zielstellung und methodischer Ansatz der Studie	11
2	Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten	13
2.1	Grundsätzliche Anforderungen	13
2.1.1	Diskriminierungsfreiheit und Transparenz	13
2.1.2	Marktbezogenheit	13
2.1.3	Technologieoffenheit	13
2.2	Übersicht der entwickelten Lösungsvarianten	13
2.3	Der Verteilnetzbetreiber als Nachfrager von Flexibilitäten	14
2.4	Variante 1: Präqualifikation von Flexibilitäten durch den VNB	15
2.4.1	Prozessualer Ablauf	15
2.4.2	Vor- und Nachteile	16
2.4.3	Fragestellungen der weiteren Ausgestaltung	17
2.5	Variante 2: Flexibilitätsabruf in der Kaskade	17
2.5.1	Prozessualer Ablauf	19
2.5.2	Vor- und Nachteile	20
2.5.3	Fragestellungen der weiteren Ausgestaltung	20
2.6	Variante 3: Markt für Flexibilitäten	21
2.6.1	Rolle des Verteilnetzbetreibers in einem Markt für Flexibilitäten	21
2.6.2	Prozessualer Ablauf	21
2.6.3	Vor- und Nachteile	22
2.6.4	Fragestellungen der weiteren Ausgestaltung	22
2.7	Zwischenfazit	23
3	Simulationen	25
3.1	Simulationsansatz	25
3.2	Zukunftsszenario	26
3.3	Städtische Modellregion	27
3.3.1	Flexibilitätsbedarf	30
3.3.2	Abwägung zwischen Flexibilitätsnutzung und Netzausbau	31

3.4	Ländliche Modellregionen	33
3.4.1	Flexibilitäts- und Netzausbaubedarf	35
3.5	Synergien zwischen unterschiedlichen Anwendungszwecken	35
3.6	Bewertung der Lösungsvarianten	36
4	Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers	38
5	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	40
5.1	Schlussfolgerungen	40
5.2	Handlungsempfehlungen	40
5.3	Roadmap	41
ANHANG		43
A.	Annahmen	44
B.	Abbildungsverzeichnis	47

MANAGEMENT SUMMARY

Die Energiewende ist in vollem Gange – alle wesentlichen Transformationsprozesse finden dabei im Verteilnetz statt.

Bereits heute werden 30 % des gesamten Bruttostromverbrauchs in Deutschland aus erneuerbaren Energien erzeugt – diese sind hauptsächlich in Verteilnetzen angeschlossen.

Die politischen Ziele sehen eine nahezu vollständige Dekarbonisierung in Deutschland vor: Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % reduziert werden.

Diese Ziele können nur mit einer Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors, Speichern und einem weiteren Ausbau an EE-Anlagen im Verteilnetz erreicht werden.

Einspeisungen, Lasten und Speicher im Verteilnetz werden zukünftig aktiver als heute am Marktgeschehen teilnehmen, beispielsweise, um Kosten für den Strombezug zu senken.

Grundverständnis des Verteilnetzbetreibers

Der Verteilnetzbetreiber ermöglicht den Kunden einen diskriminierungsfreien Zugang zu heutigen und zukünftigen Energiemärkten als neutraler Infrastrukturdienstleister.

Um diese Rolle ausfüllen zu können, ist eine Modernisierung der Rechte und Pflichten, Aufgaben und Rollen des Verteilnetzbetreibers notwendig.

Einen wichtigen Einfluss auf die zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers hat die Koordination der Flexibilitäten¹ im Verteilnetz, denn die Anlagen im Verteilnetz bilden die zukünftige Quelle der Flexibilität für Markt, System und Netz.

¹ Definition Flexibilität: Kurzfristige technische Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistungen

Durch die Energiewende steigt das gesamte Flexibilitätpotenzial und verlagert sich zunehmend in das Verteilnetz.

Die Flexibilität wird primär durch die Anlagenbetreiber genutzt, um aktiver als heute am Marktgeschehen teilzunehmen (Handel, Bilanzkreismanagement).

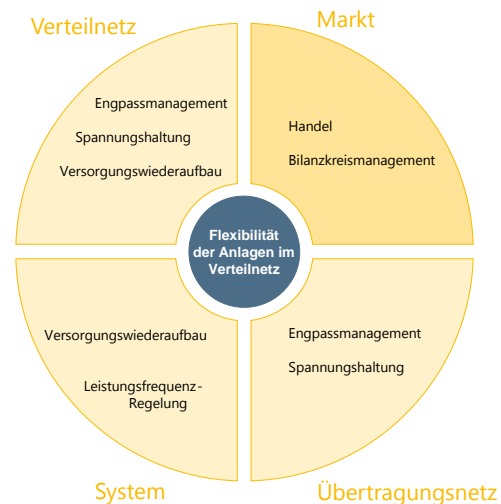


Abbildung 1: Die Anlagen im Verteilnetz dienen als Flexibilitätsquelle für viele Anwendungszwecke

Gleichzeitig benötigen Netzbetreiber die Flexibilität der gleichen Anlagen, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Die Flexibilitätspotenziale im Übertragungsnetz zur Erbringung von Systemdienstleistungen für die Übertragungsnetze werden zukünftig geringer ausfallen. Der Zugriff mehrerer Parteien auf die Flexibilität der Anlagen im Verteilnetz muss koordiniert werden.

Bisherige zentrale Konzepte dürfen nicht ungeprüft fortgeschrieben werden.

Im Status quo fehlt eine solche Koordination, sodass ein sicherer und effizienter Einsatz der Flexibilitäten nicht sichergestellt ist. Konkret führt die fehlende Koordination zu drei Problemen:

1. Gefährdung der Netzsicherheit

Der Abruf von kurzfristigen Flexibilitäten im Verteilnetz kann ohne Berücksichtigung der lokalen Netzsituation zu Überlastungen füh-

ren und damit ungeplante Netzsicherheitsmaßnahmen verursachen sowie die Netzsicherheit gefährden.

2. Fehlende Synergienutzung

Wenn gleichzeitig gleichgerichtete Flexibilität für unterschiedliche Anwendungszwecke benötigt wird, entstehen Synergiepotenziale. Ein unkoordinierter Zugriff kann dazu führen, dass Synergien nicht genutzt werden und mehr Flexibilität abgerufen wird, als tatsächlich notwendig ist.

3. Fehlende Kosteneffizienz

Wenn Flexibilitäten aufgrund bilateraler Verträge nur für einzelne Anwendungszwecke vorgehalten werden, ist ein kosteneffizienter Flexibilitätseinsatz nicht sichergestellt.

Die Rolle des Verteilnetzbetreibers wird an Komplexität und Relevanz für das System gewinnen. Die Art der Koordinierung von Flexibilitäten der Anlagen im Verteilnetz spielt dabei eine wichtige Rolle für die zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers.

Mit der vorliegenden Studie soll ein Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers geleistet werden. Um dieses zu leisten, werden insbesondere folgende Themen behandelt:

Zielstellungen

- Ausgestaltung der Koordinierung zwischen Netzbetreibern für einen sicheren und ökonomisch effizienten Netz- und Systembetrieb der Zukunft
- Aufzeigen der Anforderungen an die Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Verteilnetzbetreibern

Dazu werden konkrete Lösungsvarianten für die aufgezeigten Probleme entwickelt und bewertet. Die Schlussfolgerungen und Erkenntnisse werden in konkrete Handlungsempfehlungen und in eine Roadmap zur Umsetzung dieser übersetzt.

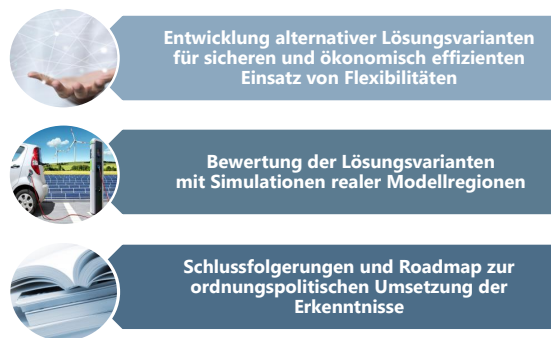


Abbildung 2: Methodisches Vorgehen der Studie

Grundsätzliche Anforderungen an zukünftige Ausgestaltung der Koordinierungskonzepte:

1. Diskriminierungsfreiheit und Transparenz

Die Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreiber muss diskriminierungsfrei, entflechtungskonform und transparent sein. Eingriffe in den Energiemarkt durch Engpassmanagement des Netzbetreibers müssen grundsätzlich bilanziell und finanziell ausgeglichen werden.

2. Marktbezogenheit

Anlagenbetreiber sollen die Möglichkeit zur Marktpartizipation haben. Der Netzbetreiber soll die Möglichkeit haben, aus verschiedenen Optionen die wirtschaftlichste auszuwählen und Netzausbau gegen die Nutzung von Flexibilitäten abzuwägen.

3. Technologieoffenheit

Privilegien für bestimmte Technologien dürfen nicht bestehen.

Der Verteilnetzbetreiber ermöglicht Markthandeln der Anlagen in seinem Netz durch einen sicheren und effizienten Netzbetrieb.

Führt das Markthandeln der Akteure zu Netzengpässen, sind Engpassmanagementmaßnahmen notwendig („gelbe Ampelphase“). Dabei muss es dem Verteilnetzbetreiber auch möglich sein, angebotene Flexibilitäten von E-PKW, Kleinspeicher, elektrischen Wärmeanwendungen und Erzeugungsanlagen nutzen zu dürfen.

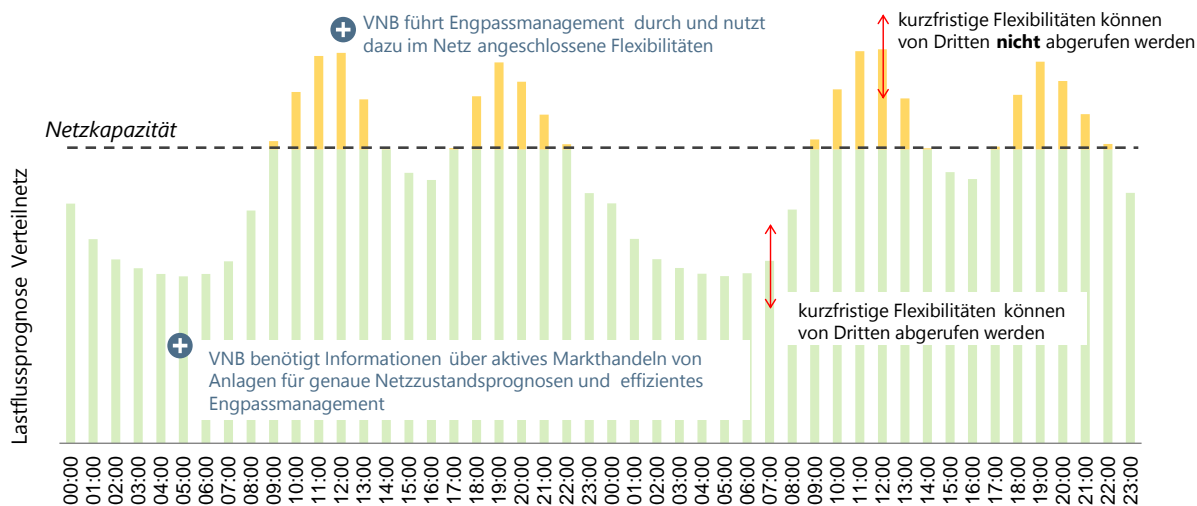


Abbildung 3: Neue Aufgaben des Verteilnetzbetreibers

Der Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmern muss sichergestellt werden.

Der Verteilnetzbetreiber benötigt Informationen über geplante Einsätze von Einspeisungen, Lasten und Speichern sowie Transparenz über von Dritten vertraglich vereinbarten kurzfristige Flexibilitätsvorhaltungen, um einen sicheren und effizienten Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Zwischen den handelnden Parteien muss durch einen geeigneten Koordinierungsmechanismus eine sichere und ökonomisch effiziente Nutzung netz- und systemdienlicher Flexibilitäten, insbesondere in der gelben Ampelphase, sichergestellt werden.

Im Rahmen der Studie wurden dazu drei Varianten ausgestaltet:

Variante 1: Präqualifikation von Flexibilitäten durch VNB („ex-ante“)

Der kurzfristige Flexibilitätseinsatz darf nur dann erfolgen, wenn infolgedessen die lokale Netz- oder Systemsicherheit nicht gefährdet wird. Heute kann der Verteilnetzbetreiber nur reaktiv handeln – das ist ineffizient.

Eine **Präqualifikation** mit einer Netzverträglichkeitsprüfung durch den Verteilnetzbetreiber kann die Netzsicherheit bei kurzfristigen Flexibilitätsabrufen im Vorfeld sicherstellen,

als Ergebnis Flexibilitätsleistungsbänder haben und beispielsweise automatisiert im Day-Ahead-Zeitraum wiederholt werden.

Variante 2: Flexibilitätsabruf in der Kaskade („real-time“)

Durch einen Flexibilitätsabruf in der Kaskade und enger betrieblicher Abstimmung können sowohl die Netzsicherheit gewährleistet als auch Synergien gehoben werden. Synergien können dann gehoben werden, wenn gleichgerichtete Flexibilitätsbedarfe gleichzeitig bestehen. In Variante 2 wird daher vorgeschlagen, dass i.S. einer Kaskade alle Abrufe von netz- und systemdienlichen Flexibilitäten (Redispatch, Regelleistung, etc.) durch den Verteilnetzbetreiber an die Anlage weitergeleitet werden. Dabei wird die Auswirkung des Flexibilitätsabrufs auf den Netzzustand analysiert, sodass durch eine entsprechende Rückmeldung durch den Verteilnetzbetreiber netzunverträgliche Abrufe vermieden werden können.

Variante 3: Markt für Flexibilitäten („bottom-up“)

Flexibilitätsanbieter werden zunehmend dezentral und kleinteiliger – ein Marktzugang ist häufig nur über bilaterale vertragliche Vereinbarungen mit Aggregatoren möglich. Um ein hohes Marktpotenzial und einen kosteneffizienten Einsatz der Flexibilitäten zu ermöglichen, sollten Flexibilitätspotenziale je-

doch allen Anwendungszwecken (mit jeweiligen Kosten) zugänglich sein. Dies kann erreicht werden, wenn alle Flexibilitätsangebote unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften im Verteilnetz aggregiert und im Sinne eines Marktes mit technischen Eigenschaften und Kosten allen Flexibilitätsnachfragern angeboten werden („**Markt für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente.**“).

Es ergeben sich alternative Ausgestaltungsvarianten: Marktbetreiber, Preisbildung, Aggregationsebene, Vorlaufzeit, Art der Kontrahierung, etc. – diese sind zu konkretisieren und werden derzeit in einer Reihe von Forschungsprojekten analysiert.

Der Verteilnetzbetreiber agiert als Nachfrager auf einem Markt für Flexibilitäten - Eine weitere Aufgabe des Verteilnetzbetreibers in einem Markt für Flexibilitäten ist die Prüfung der Netzverträglichkeit von Flexibilitäten.

In Variante 3 kann der Verteilnetzbetreiber das gesamte angebotene Flexibilitätspotenzial prioritär nutzen und es werden keine Flexibilitäten ungenutzt vorgehalten.

Die alternativen Lösungsvarianten wurden in realen Modellregionen simuliert. Im Rahmen der Studie wurden städtische Verteilnetze und ländliche Verteilnetze simuliert.

Die Simulationen zeigen, dass der Lastanstieg in städtischen Netzen zu Überlastungen von Leitungen und Transformatoren führt, da die Netzinfrastruktur nicht für diese Netzbelastung geplant wurde.

Dabei treten 85 % der Netzenspässe in weniger als 5 % der Zeit auf – die Nutzung von Flexibilitäten kann hier günstiger sein als der Netzausbau.

Durch eine Abwägung zwischen Netzausbau und Flexibilitätenutzung können Kosten für Netzausbau- und -betrieb deutlich reduziert werden. Diese Einsparung kann in Variante 1 erreicht werden.

Synergien zwischen den unterschiedlichen Anwendungszwecken sind gering – nur in wenigen Stunden des Jahres treten gleichzeitige gleichgerichtete Flexibilitätsbedarfe auf.

Die zusätzlichen Effizienzgewinne durch einen Flexibilitätsabruf in der Kaskade sind daher gering (siehe Variante 2 in Abbildung 4).

Kann der Verteilnetzbetreiber das gesamte angebotene Flexibilitätspotenzial nutzen (Variante 3), können die Kosten für den Flexibilitätsseinsatz nochmals deutlich reduziert werden.

Für systemdienliche Anwendungszwecke (Regelleistung) besteht ein regelzonenübergreifendes Flexibilitätspotenzial und für netzdienliche Zwecke im Übertragungsnetze (Redispatch) ein (über-)regionales Flexibilitätspotenzial.

Lokale Engpässe im Verteilnetz können jedoch nur mit den lokal verfügbaren Flexibilitäten behoben werden – es gibt keine Substitutionsmöglichkeiten, sodass eine vorrangige Verwendung durch den VNB effizient ist.

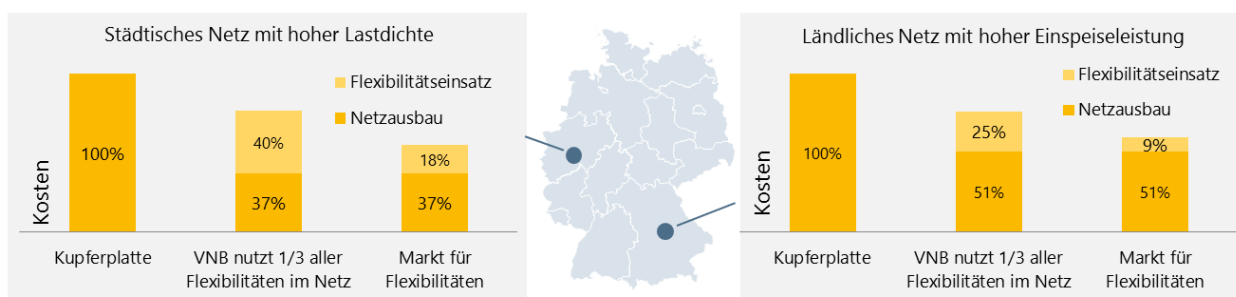


Abbildung 4: Simulationsergebnisse

Schlussfolgerungen

1. In ländlichen und insbesondere auch in städtischen Verteilnetzen sollten zukünftig Flexibilitäten von Lasten, Speichern und Einspeisungen für Engpassmanagement genutzt werden können – denn dort entstehen Netzengpässe durch neue Verbraucher und höhere Gleichzeitigkeiten.
2. Netzausbau muss zukünftig gegen die Nutzung der Flexibilitäten von Einspeisungen, Lasten und Speichern abgewogen werden dürfen – denn dadurch können die Gesamtkosten reduziert werden.
3. Der Verteilnetzbetreiber muss in den Flexibilitätsabruf Dritter in seinem Netz eingebunden werden und die Netzvertraglichkeit der netz- und systemdienlichen Nutzung von Flexibilitätsvorhaltung bestätigen – denn dadurch können ungeplante Netzsicherheitsmaßnahmen reduziert werden.
4. Für eine effektive Netzzustandsprognose im Netzbetrieb muss der Verteilnetzbetreiber Kenntnis über geplante Einsätze und aktives Markthandeln von Einspeisungen, Lasten und Speichern („Fahrpläne“) sowie über von Dritten vertraglich vereinbarte netz- und systemdienliche Flexibilitätsvorhaltung in seinem Netz besitzen – denn dann ist ein effizienter Netzbetrieb möglich.
5. Zusätzliche Kosten entstehen dann, wenn Flexibilitäten vorgehalten, aber nicht genutzt werden und insbesondere dem Verteilnetzbetreiber für Engpassmanagement nicht zur Verfügung stehen.
6. Durch eine Aggregation aller angebotenen Flexibilitäten zu einem Markt für Flexibilitäten mit zeitlicher und örtlicher Komponente kann das ungenutzte Vorhalten von Flexibilitäten verhindert und weitere signifikante Kosteneinsparungen erreicht werden.

Handlungsempfehlungen

1. Aktives Engpassmanagement für Verteilnetzbetreiber einführen

Die Nutzung der Flexibilitäten von Einspeisungen, Lasten und Speicher in einem aktiven Engpassmanagement erlaubt signifikante Senkungen der Systemgesamtkosten in engpassbehafteten Verteilnetzen. Zugang, Bilanzierung und Vergütung sind auszugestalten. In der Netzplanung sollte der Verteilnetzbetreiber Netzausbau und Flexibilitätseinsatz gegeneinander abwägen dürfen und regulatorisch dazu angereizt werden – der Ordnungsrahmen ist entsprechend anzupassen.

3. Transparenz über aktives Handeln im Verteilnetz herstellen

Der Verteilnetzbetreiber benötigt Informationen über aktiv gesteuerte Einsätze von Einspeisungen, Lasten und Speichern sowie Transparenz über von Dritten vertraglich vereinbarten Flexibilitätsvorhaltungen, um einen sicheren und effizienten Netzbetrieb gewährleisten zu können.

2. Präqualifikation kurzfristiger Flexibilitätsvorhaltung im Verteilnetz

Eine Präqualifikation mit einer Netzvertraglichkeitsprüfung durch den Verteilnetzbetreiber ist einzuführen. Die resultierenden Konsequenzen für den Flexibilitätsabruf (einschl. eventuelle Entschädigungen) sowie die Spezifikation der methodischen und prozessualen Umsetzung (einschl. Informationsbedarf) sind weiter auszugestalten.

4. Perspektivisch Markt für Flexibilitäten ausgestalten

Ein Markt für Flexibilitäten mit zeitlichen und örtlichen Komponenten ermöglicht hohe Effizienzvorteile, der prozessuale Aufwand muss diesen jedoch gegenübergestellt werden. Die Ausgestaltung ist zu konkretisieren.

1 Hintergrund und Zielstellung

1.1 Die Energiewende in Deutschland

Die Energiewende ist in vollem Gange – sie kann nur mit einer Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors, einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien sowie Speichern gelingen.

Bereits heute werden 30 % des gesamten Bruttostromverbrauchs in Deutschland aus erneuerbaren Energien (EE) erzeugt – diese sind hauptsächlich in Verteilnetzen angeschlossen. Die politischen Ziele bis 2050 sehen eine nahezu vollständige Dekarbonisierung in Deutschland vor: Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % reduziert werden.

Dieses Ziel kann nur mit drei Bausteinen gelingen:

1. **Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors:** Durch Wärmeversorgung und Mobilitätssektor wurden ca. 540 Mio. t CO₂ im Jahr 2015 emittiert². Eine signifikante Einsparung der Emissionen kann nur durch höhere Effizienz und durch eine Elektrifizierung der Wärmeerzeugung und der Mobilität gelingen. Aktuelle Studien prognostizieren eine Anzahl von ca. 6 Mio. E-PKW in Deutschland bis zum Jahr 2030³.
2. **Ausbau an EE-Anlagen:** Bereits heute erzeugen erneuerbare Energien in Deutschland mit einer gesamten Leistung von 105 GW ca. 190 TWh⁴ elektrische Energie und decken damit ca. 30 % der gesamten Verbrauchslast in Deutschland. Die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors (siehe 1.) führt perspektivisch zu einem Anstieg der Verbrauchslast. Studien prognostizieren einen Anstieg um ca. 40 % auf ca. 850 TWh pro Jahr in 2050⁵.

Um die politischen Ziele von mindestens 80 % EE-Anteil an der Verbrauchslast erreichen zu können, müssen EE-Anlagen mehr als 750 TWh pro Jahr an Energie erzeugen, sodass ein weiterer langfristiger Zubau bis 2050 notwendig sein wird. Je nach Schwerpunkt der Erzeugungstechnologie (Windkraft (onshore, offshore), Photovoltaik (PV) muss sich die Leistung an EE-Anlagen bis 2050 daher nahezu vervielfachen.

3. **Speicher:** Um einen Ausgleich von dargebotsabhängigen Einspeisungen und Lasten zu erreichen, sind langfristig Speicher notwendig. Die Entwicklung insbesondere elektrischer Speicher wird auch durch die Automobilindustrie getrieben, deren Zukunft in der Elektromobilität liegt. Speicher unterstützen die Flexibilisierung des Stromverbrauchs – dieser wird aktiver als heute der dargebotsabhängigen Einspeisung aus EE-Anlagen folgen, um so die Stromverbrauchs-kosten zu minimieren.

Die beschriebenen Entwicklungen führen zu einer Verlagerung des Energieversorgungssystems auf Verteilnetzebene: Dort wird die elektrische Energie nicht nur zunehmend intelligent verbraucht, sondern auch erzeugt und gespeichert.

² PWC (2015): Energiewende-Outlook: Kurzstudie Wärme; Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie (2015): Wege zu einer weitgehenden Dekarbonisierung Deutschlands.

³ BMWi (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose.

⁴ BMWi (2017): Energiedaten: Gesamtausgabe.

⁵ BEE (2014): GROKO-II Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzesentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor.

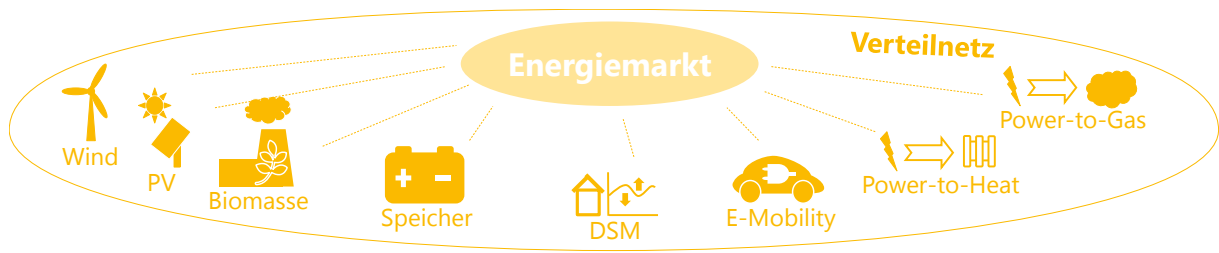


Abbildung 5: Vielzahl an neuen, am Energiemarkt agierenden Anlagen im Verteilnetz

Das elektrische Energieversorgungssystem war lange Zeit durch eine Stromerzeugung in zentralen an das Übertragungsnetz angeschlossenen Großkraftwerken geprägt. Die beschriebenen Entwicklungen verändern diese Struktur grundlegend, denn alle wesentlichen Transformationsprozesse finden im Verteilnetz statt. Bis 2050 werden mehr als 60 Millionen neue aktiv steuerbare und zum größten Teil intelligent agierenden Anlagen im Verteilnetz angeschlossen sein⁶ und das Energiesystem prägen.

1.2 Das Grundverständnis des Verteilnetzbetreibers

Die dargestellten Entwicklungen führen dazu, dass der Verteilnetzbetreiber (VNB) in der Energiewende neue Aufgaben übernehmen muss, die vor allem durch die wachsende Komplexität des Verteilnetzbetriebs sowie durch neue Verantwortung bei der Gewährleistung der Systemstabilität geprägt sind.

Im Grundverständnis ist der Verteilnetzbetreiber dabei ein neutraler Infrastrukturdienstleister, der den Kunden einen diskriminierungsfreien Zugang zu heutigen und zukünftigen Energiemärkten ermöglicht.

Die Kunden wollen eine sichere, günstige und ökologisch nachhaltige Stromversorgung. Die Steuerbarkeit der Anlagen wird daher primär dazu genutzt, um Strombezugskosten zu reduzieren. Darüber hinaus ergeben sich Möglichkeiten, an neuen Märkten teilzunehmen, beispielsweise für Netz- oder Systemdienstleistungen⁷.

Der Verteilnetzbetreiber ermöglicht dabei das Markthandeln der Anlagen in seinem Netz durch einen sicheren und effizienten Netzbetrieb. Gemäß BDEW-Ampelkonzept⁸ beschreibt eine **grüne Ampelphase** den Netzzustand, in dem das Markthandeln der Akteure durch keine physikalischen Netzengpässe eingeschränkt ist.

Allerdings ist die Netzinfrastruktur im Verteilnetz auf geringe Gleichzeitigkeiten von Verbrauchern ausgelegt und auf Grund physikalischer Grenzen der Infrastruktur ist nicht zu jedem Zeitpunkt ein uneingeschränktes Handeln an heutigen und zukünftigen Märkten möglich.

⁶ Mehr als zusätzliche 40 Mio. E-PKW, mehr als 15 Mio. zusätzliche elektrische Wärmelösungen, mehr als 5 Mio. zusätzliche Erzeugungsanlagen und Speicher im Verteilnetz

⁷ Siehe Kapitel 1.3.4

⁸ BDEW (2015): Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase.

Exkurs: In der traditionellen Netzplanung wurde zur Bestimmung der Gleichzeitigkeiten von Verbrauchern zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast die sogenannte Gleichzeitigkeitsfunktion⁹ angewendet. Dabei nähert sich die Gleichzeitigkeit je nach Anzahl der Verbraucher einem Wert von 7 % an. Die heute existierende Netzinfrastruktur unterschätzt damit die Netzbelastung durch neue Anlagen, die viel höhere Gleichzeitigkeiten aufweisen, massiv.

Führt das Markthandeln der Akteure zu Lastflüssen im Verteilnetz, die die physikalische Netzkapazität übersteigen (Netzengpässe), sind kurzfristig Engpassmanagementmaßnahmen notwendig (siehe Abbildung 6).

Im BDEW-Ampelkonzept wird der Netzzustand als **gelbe Ampelphase** beschrieben, in dem ein Verteilnetzbetreiber zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs Engpassmanagementmaßnahmen ergreifen muss. **Das Markthandeln der Akteure wird allerdings nicht eingeschränkt.**

Langfristig muss die Netzinfrastruktur auf die neuen Anforderungen angepasst werden und Netzausbau durchgeführt werden. Da allerdings der Netzausbau auf „die letzte kWh“, das heißt auf selten auftretende Netzengpässe, gesamtwirtschaftlich nicht die kostengünstigste Lösung darstellt¹⁰, wird ein aktiver Netzbetrieb mit Engpassmanagement dauerhaft Aufgabe des Netzbetreibers sein.

Grundlage für einen sicheren und effizienten Verteilnetzbetrieb und Systembetrieb stellt eine Prognose des Lastflusses und damit des Netzzustands im Verteilnetz dar. Diese Prognose muss selbstverständlich das aktive Handeln der Akteure im Netz berücksichtigen. Das aktive Handeln der Anlagen kann dabei auf unterschiedlichste Zielgrößen basieren: Handeln am Strommarkt, Bilanzkreismanagement, Portfoliooptimierung, lokale Optimierung von Einspeisungen und Lasten etc.

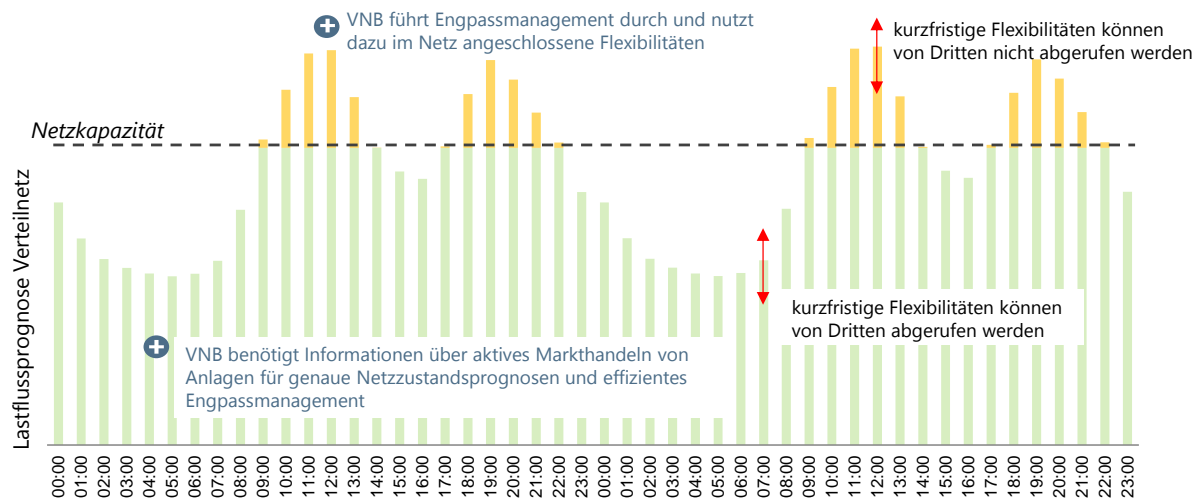


Abbildung 6: Verteilnetzbetreiber ermöglicht Markthandeln der Akteure

⁹ Heuck, K., Dettmann, K. & D. Schulz (2010). Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis.

¹⁰ Schuster et al. (2016): Netzplanerische Umsetzung und Evaluierung des Einsparpotenzials der Spitzenkapung.

Darüber hinaus bieten die Anlagen im Verteilnetz ihre Steuerbarkeit und Möglichkeit auch zur kurzfristigen Leistungsänderung¹¹ („Flexibilität“) verschiedenen Anwendungszwecken, wie Regelleistung, Redispatch im Übertragungsnetz etc., an. Allerdings lässt die Netzkapazität des Verteilnetzes eine kurzfristige Leistungsänderung nicht in allen Situationen zu. Insbesondere in der gelben Ampelphase bedarf es eines Koordinierungsmechanismus, der eine sichere und ökonomisch effiziente Nutzung der Flexibilitäten ermöglicht.

Daher gilt es:

1. den Informationsaustausch zwischen Netzbetreiber und Marktteilnehmern über aktives Markthandeln im Netz sicherzustellen,
2. zwischen den handelnden Parteien durch einen geeigneten Koordinierungsmechanismus eine sichere und ökonomisch effiziente Nutzung von Flexibilitäten, insbesondere in der gelben Ampelphase, zu gewährleisten.

Für die Weiterentwicklung der Rollen des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende ergeben sich folgende Anforderungen¹²:

1. Die Aufgabe des Verteilnetzbetriebs wird sehr viel komplexer.
2. Der Verteilnetzbetreiber muss einen Beitrag zur Systemsicherheit leisten.
3. Der Verteilnetzbetreiber muss einen Beitrag zur volkswirtschaftlich optimalen Nutzung der Erzeugungs- und Lastflexibilität leisten.

Der ordnungspolitische Rahmen muss den tatsächlichen Verantwortungen gerecht und daher weiterentwickelt werden.

Der Transformationsprozess des Energiesystems erfordert daher eine Modernisierung der Rechte und Pflichten, Aufgaben und Rollen des Verteilnetzbetreibers.

1.3 Flexibilitäten im Stromsystem

Die Entwicklung der Stromversorgung hin zu einem dezentralen, digitalen und dekarbonisierten System führt dazu, dass die Anzahl an steuerbaren Einspeisungen, Lasten und Speichern im Verteilnetz steigt. Die Art der Koordinierung dieser Flexibilität hat einen wichtigen Einfluss auf das zukünftige Rollenbild des Verteilnetzbetreibers.

1.3.1 Definition und Abgrenzung

Im Rahmen der Studie wird folgende Definition der Flexibilität angewendet:

Flexibilität beschreibt die kurzfristige technische Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistungen.

Unterschieden werden kann dabei eine positive Flexibilität (Einspeiseerhöhung oder Lastreduzierung) und eine negative Flexibilität (Einspeisereduzierung oder Lasterhöhung).

¹¹ < 60 min

¹² Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende, Studie im Auftrag der MITNETZ Strom, 2016

In Abgrenzung zum Strommarkt (Fahrplan) beschreiben kurzfristige Flexibilitäten die Leistungsänderung als Reaktion auf ein externes Signal mit Vorlaufzeiten von weniger als 60 Minuten.

Eurelectric spezifiziert in ihrer Definition den Begriff der Flexibilität weiter wie folgt:

„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, den Ort etc.“¹³

1.3.2 Die Flexibilitätsquelle des Energiesystems liegt im Verteilnetz

Der Begriff der Flexibilität wird häufig mit der Energiewende verknüpft, dabei ist die kurzfristige Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistungen seit je her ein wichtiger Baustein eines funktionierenden Energiesystems. Traditionell wurde die Flexibilität von Großkraftwerken bereitgestellt, die in der Höchstspannungsebene (HöS) angeschlossen waren.

Im Zuge der Energiewende werden Großkraftwerke durch dezentrale Erzeugungsanlagen ersetzt. Dezentrale Erzeugungsanlagen dienen in Verbindung mit flexiblen Lasten und Speichern als neue Quelle der Flexibilität.

Abbildung 7 zeigt eine Abschätzung des technischen Potenzials zur Flexibilität von Einspeisung, Lasten und Speichern in den jeweiligen Netzebenen.

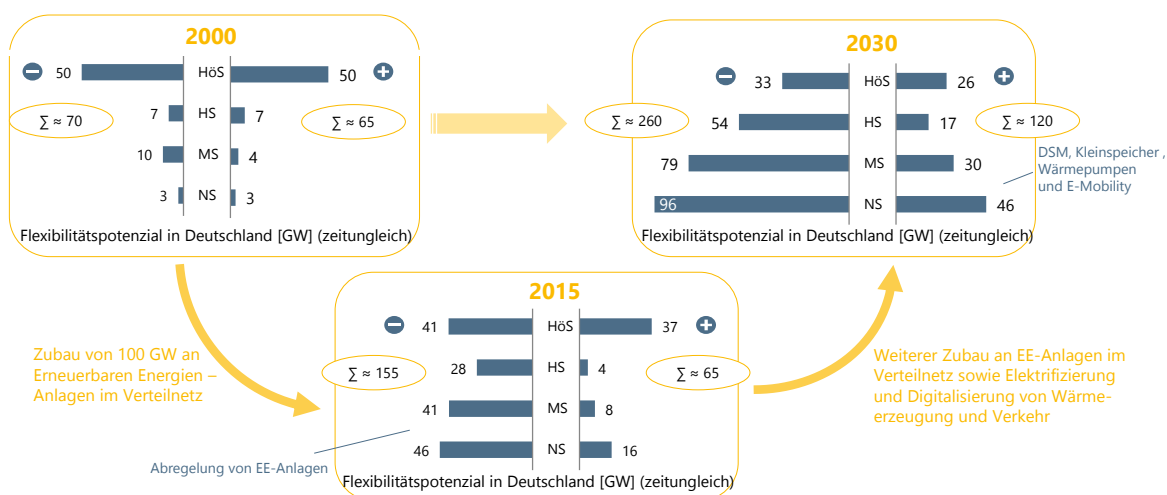


Abbildung 7: Zukünftig steigt das Flexibilitätspotenzial und verlagert sich zunehmend in das Verteilnetz

Berechnet wurde für konventionelle Kraftwerke, Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Biomasseanlage, E-PKW, elektrische Wärmeanwendungen und Speicher die jeweilige Steuerbarkeit der Wirkleistung. Diese entspricht, beispielsweise bei konventionellen Kraftwerken, nicht der installierten Leistung, da ein Kraftwerk die Wirkleistung nur im Rahmen der technisch möglichen Mindest- und Maximalleistungen kurzfristig ändern kann¹⁴.

Die im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen dienen als Quelle für den Flexibilitätsbedarf des Energiesystems.

¹³ Eurelectric (2014): Flexibility and Aggregation - Requirements for their interaction in the market.

¹⁴ Annahmen siehe Anhang A.1

Die Analyse zeigt deutlich, dass sich das Flexibilitätspotenzial verlagert. Im Jahr 2000 war die Steuerbarkeit steuerbarer Anlagen nur sehr gering. Flexibilität für das Energiesystem wurde maßgeblich durch Großkraftwerke bereitgestellt, die direkt im Übertragungsnetz angeschlossen waren. Der Zubau von mehr als 100 GW an EE-Anlagen zwischen dem Jahr 2000 und dem Jahr 2015 führt dazu, dass im Verteilnetz durch eine mögliche Abregelung von EE-Anlagen negative Flexibilität vorhanden ist. Der Schwerpunkt liegt dabei in der Mittel- und Niederspannungsebene aufgrund der hohen Anzahl und damit Leistung an PV- und Windkraftanlagen¹⁵.

Der weitere Zubau an EE-Anlagen im Verteilnetz sowie die Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Mobilität werden in Kombination mit Speichern bis zum Jahr 2030 zu einer weiteren Verlagerung des Flexibilitätspotenzials in das Verteilnetz führen. Sowohl negative als auch positive Flexibilität kann in hohem Maße von Anlagen bereitgestellt werden, die im Verteilnetz angeschlossen sind.

Das Flexibilitätspotenzial im Energiesystem steigt zukünftig stark an.

Neben der Verlagerung des Schwerpunkts zeigt die Darstellung einen weiteren wichtigen Aspekt: Die Möglichkeiten zur kurzfristigen Steuerung von Einspeisungen und Lasten steigen zukünftig stark an. Die technische Grundlage dazu bildet auch die Digitalisierung der Energiewirtschaft.

1.3.3 Steigender Flexibilitätsbedarf im Energiesystem

In der Vergangenheit wurden Flexibilitäten von Großkraftwerken zum Ausgleich der Bilanz von Einspeisungen und Lasten genutzt (Regelleistung). Das elektrische Netz wurde dabei als „Kupferplatte“ geplant und auch betrieben. Da sich die Versorgungsaufgabe historisch nicht so stark gewandelt hat, wie in der jüngsten Vergangenheit, war die Nutzung von Flexibilitäten zum Engpassmanagement historisch nicht notwendig. Doch das hat sich geändert.

Der Ausbau erneuerbarer Energien schreitet in jüngster Vergangenheit deutlich schneller voran, als das Netz durch Ausbau folgen kann. In der Folge müssen im Netzbetrieb zunehmend Flexibilitäten von Einspeisungen genutzt werden, um durch Engpassmanagement und Redispatch einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten (siehe Abbildung 8).

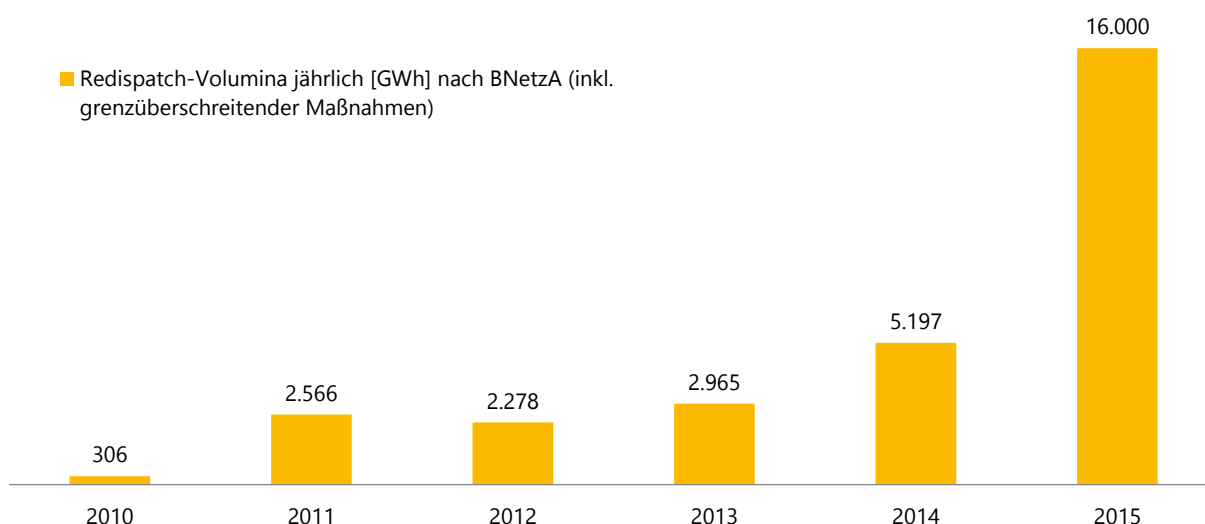


Abbildung 8: Jährliche Redispatchvolumina in Deutschland

¹⁵ 2017: 41 GW an PV-Anlagen und 46 GW an Onshore Windkraftanlagen (https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm)

Im Übertragungsnetz ist die Akzeptanz von Infrastrukturmaßnahmen darüber hinaus nur sehr eingeschränkt vorhanden, sodass ein Ausbau auf eine Kupferplatte perspektivisch nicht möglich erscheint. In der Folge ist dauerhaft ein aktives Netzmanagement mit Nutzung von Flexibilitäten notwendig.

Flexibilitäten werden zunehmend und dauerhaft für einen sicheren Netz- und Systembetrieb in Verteil- und Übertragungsnetzen benötigt.

Auch im Verteilnetz bedarf es eines aktiven Netzbetriebs mit Nutzung der Flexibilität von Einspeisungen, Lasten und Speichern, denn eine Netzdimensionierung auf selten auftretende Engpässe und maximal mögliche Gleichzeitigkeiten steuerbarer Verbraucher und Speicher („Kupferplatte“) ist gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoll. Aufgezeigt wurde dies zum Beispiel in der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie¹⁶, in dessen Folge das Konzept der Spitzenkappung gesetzlich umgesetzt wurde. Spitzenkappung ermöglicht es dem Verteilnetzbetreiber, eine Abregelung von 3 % der Jahreseinspeisung in der Netzplanung zu berücksichtigen. Ein aktiver Netzbetrieb mit Nutzung der Flexibilität von Einspeisungen, Lasten und Speicher im Verteilnetz ist daher dauerhaft im Verteilnetz notwendig.

Dabei sind allerdings die Verteilnetze in sehr unterschiedlichem Maße betroffen: Einige Verteilnetze besonders stark – andere im vernachlässigbaren Umfang oder gar nicht.

1.3.4 Konkurrierende Anwendungszwecke der Flexibilität

Die neue Flexibilität von Einspeisungen und Lasten wird durch die Anlagenbetreiber zukünftig genutzt, um aktiver als heute am Marktgeschehen teilzunehmen. Primäre Zielgröße ist dabei die Reduzierung der Strombezugskosten. Nicht jede Anlage agiert dabei selbstständig, vielmehr übernehmen Aggregatoren die Steuerung für Handel und Bilanzkreismanagement (siehe Abbildung 9).

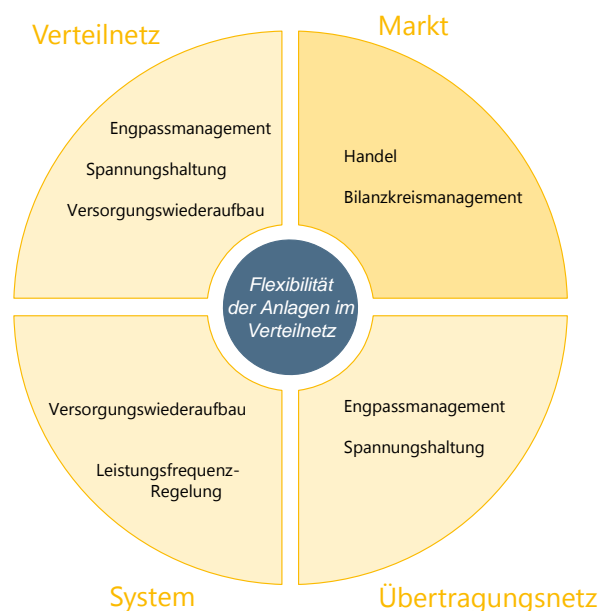


Abbildung 9: Anlagen im Verteilnetz dienen als Flexibilitätsquelle für viele Anwendungszwecke

¹⁶ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi

Gleichzeitig benötigen Netzbetreiber die Flexibilität der gleichen Anlagen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Anwendungszwecke der Netzbetreiber sind vor allem Engpassmanagement und Spannungshaltung sowie dezentraler Versorgungswiederaufbau im Verteilnetz. Darüber hinaus wird die Flexibilität benötigt, um die Summe aus Einspeisungen und Lasten im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung auszugleichen.

Verschiedene Akteure und Anwendungszwecke konkurrieren um die Flexibilität der Anlagen im Verteilnetz – es bedarf einer Koordinierung.

Der Zugriff mehrerer Parteien auf die Flexibilität der Anlagen im Verteilnetz muss koordiniert werden. Bisherige zentrale Konzepte dürfen nicht ungeprüft fortgeschrieben werden.

1.4 Probleme einer fehlenden Koordinierung

Fehlt eine Koordinierung der alternativen Anwendungszwecke von Flexibilitäten, können drei Arten von Problemen auftreten:

1. Die Netzsicherheit kann gefährdet werden
2. Synergien könnten nicht genutzt werden
3. Die Kosteneffizienz könnte nicht sichergestellt sein

1.4.1 Netzsicherheit

Der Abruf von Flexibilitäten im Verteilnetz kann ohne Berücksichtigung der lokalen Netzsituation zu Überlastungen führen und damit ungeplante Netzsicherheitsmaßnahmen verursachen (siehe Abbildung 6). Insbesondere in der gelben Ampelphase ist ein solcher kurzfristiger Abruf ohne Koordinierung und „Vorfahrtsregeln“ kritisch.

Ein nicht abgestimmter Zugriff auf Flexibilitäten verursacht Ineffizienzen und kann die Netzsicherheit gefährden.

Ein Koordinierungsmechanismus muss erreichen, dass durch den Flexibilitätseinsatz die Netzsicherheit nicht gefährdet wird. Darüber hinaus können die kurzfristigen Netzsicherheitsmaßnahmen im lokalen Netz auch dazu führen, dass der originäre Zweck des Flexibilitätsabrufs unerfüllt bleibt und weitere Reserven, beispielsweise Regelleistung, notwendig sind.

Fallbeispiel

Schon heute vermarkten Anlagen im Verteilnetz ihre kurzfristige Flexibilität am Minutenreservemarkt. Um die geforderten Losgrößen am Reservemarkt zu erreichen, verknüpfen sogenannte Aggregatoren eine Vielzahl an Anlagen.

Der betriebliche Abruf der Reserveleistung erfolgt jedoch ohne Berücksichtigung der lokalen Netzsituation. Eine Präqualifikation durch den Verteilnetzbetreiber erfolgt einmalig und damit ohne Berücksichtigung der betrieblichen Netzsituation.

Im vorliegenden Beispiel (siehe Abbildung 10) würde die Anforderung eines Aggregators zur Einspeiserhöhung einer kontrahierten Anlage im Verteilnetz zu einer lokalen Überlastung führen. Der Aggregator stellt beispielsweise Minutenreserve bereit. Da es sich um eine kurzfristige Gefähr-

derung der Netzsicherheit handelt, bliebe dem Verteilnetzbetreiber nichts anderes übrig, als eine Netzsicherheitsmaßnahme nach § 13 Abs. 2 durchzuführen.

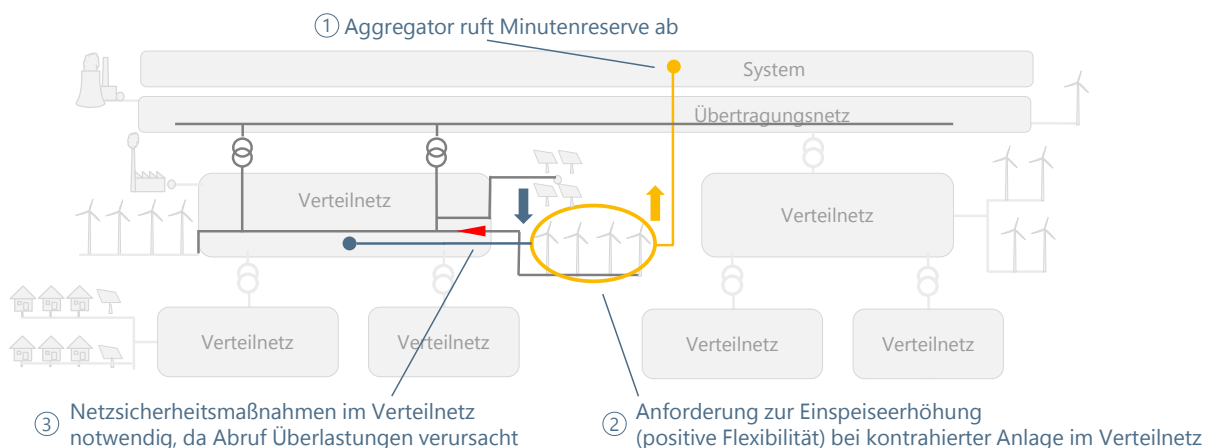


Abbildung 10: Ein unkoordinierter Flexibilitätsabruf kann die Netzsicherheit gefährden

Es ist dabei nicht unwahrscheinlich, dass genau die Anlage im Rahmen der Netzsicherheitsmaßnahme abgeregelt wird, die durch den Aggregator angewiesen wurde, die Einspeisung zu erhöhen.

Folge des unkoordinierten Abrufs der Flexibilität im Verteilnetz ist daher nicht nur eine Notfallmaßnahmen des Verteilnetzbetreibers im Netzbetrieb, sondern auch der unerfüllte originäre Zweck des Flexibilitätsabrufs (hier: Minutenreserve). In der Folge muss zusätzliche höherwertige Regelreserve im System abgerufen werden.

1.4.2 Synergien

Wenn gleichzeitig gleichgerichtet Flexibilität für unterschiedliche Anwendungszwecke benötigt wird, entstehen Synergiepotenziale. Denn theoretisch kann die Leistungsänderung einer Anlage gleich mehreren Anwendungszwecken dienen. Insbesondere zwischen Engpassmanagement unterschiedlicher Netzebenen existieren Wirkungszusammenhänge. Aber auch zwischen Engpassmanagement und Regelleistung können Synergien bestehen. In der nordischen Regelzone (Dänemark Ost, Schweden, Finnland, Norwegen) werden aus diesem Grund Engpassmanagement und Regelleistung im Systembetrieb gemeinsam optimiert.¹⁷

Würden Synergien beim Flexibilitätsabruf berücksichtigt, könnte die insgesamt benötigte Leistungsanpassung zu einem Zeitpunkt reduziert werden.

Ein unkoordinierter Zugriff kann dazu führen, dass Synergien nicht genutzt werden und mehr Flexibilität abgerufen wird, als eigentlich notwendig ist.

Ein Koordinierungsmechanismus sollte erreichen, dass Synergien der Flexibilitätsnutzung erkannt und berücksichtigt werden, um die eingesetzte Menge der Flexibilitäten zu reduzieren.

¹⁷ https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System_Operation_Agreement_2014.pdf

Fallbeispiel

Im vorliegenden Beispiel nutzen sowohl der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als auch der Verteilnetzbetreiber die jeweils (beispielsweise im Sinne des § 13 (1) EnWG) kontrahierten und jeweils günstigste Flexibilität. Sowohl die vom Übertragungsnetzbetreiber als die vom Verteilnetzbetreiber kontrahierte Flexibilität befindet sich im gleichen Verteilnetz.

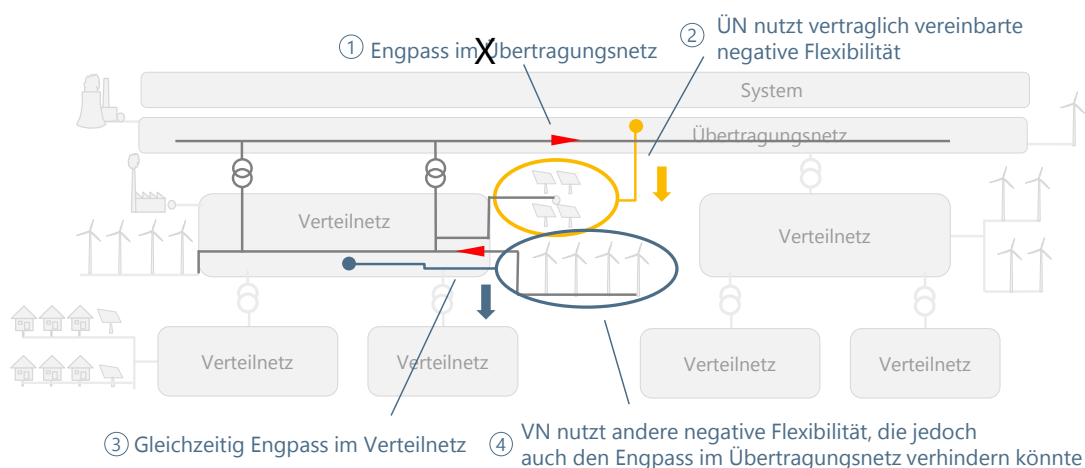


Abbildung 11: Unkoordinierter Zugriff verhindert Nutzung von Synergien

Der Flexibilitätsabruf des Verteilnetzbetreibers hat im vorliegenden Beispiel auch eine entlastende Wirkung auf den Engpass im Übertragungsnetz. Wären beide Flexibilitätsabrufe abgestimmt, könnte beispielsweise der Übertragungsnetzbetreiber auf einen Teil der von ihm abgerufenen Flexibilität verzichten.

Eine Folge des unkoordinierten Abrufs ist, dass die handelnden Parteien Synergiepotenziale nicht erkennen und mehr Leistungsänderungen durchgeführt werden, als eigentlich notwendig wären.

1.4.3 Kosteneffizienz

Wenn Flexibilitäten aufgrund bilateraler Verträge nur für einzelne Anwendungszwecke vorgehalten werden, ist ein kosteneffizienter Flexibilitätseinsatz nicht sichergestellt. Für diesen ineffizienten Einsatz gibt es zwei Gründe. Zum einen muss der Anlagenbetreiber entscheiden, welchem Anwendungszweck die Flexibilität der Anlage zur Verfügung gestellt wird. Darüber hinaus können bilaterale Verträge mit einzelnen Anwendungszwecken dazu führen, dass Flexibilitäten vorgehalten, aber nicht genutzt werden.

Kosteneffizienter Flexibilitätseinsatz ist nicht sicher, wenn Flexibilitäten für einzelne Zwecke vorgehalten werden.

Ein Koordinierungsmechanismus sollte erreichen, dass Flexibilitätspotenziale allen netz- und systemdienlichen Anwendungszwecken zugänglich sind und von demjenigen genutzt werden, dem sie den höchsten Nutzen stiften.

Fallbeispiel

Im vorliegenden Fallbeispiel besteht ein Engpass im Übertragungsnetz und der Engpass soll durch zwei alternative Flexibilitäten gelöst werden. Der Übertragungsnetzbetreiber hat jedoch nur mit einer Anlage einen bilateralen Vertrag geschlossen.

Neben der von ihm kontrahierten Flexibilität steht eine zweite Anlage mit Flexibilitätspotenzial bereit. Allerdings wurde durch den Übertragungsnetzbetreiber mit dieser Anlage keine vertragliche Vereinbarung geschlossen. Stattdessen wird diese zweite Anlage einem anderen Anwendungszweck vorgehalten, beispielsweise der Regelleistung.

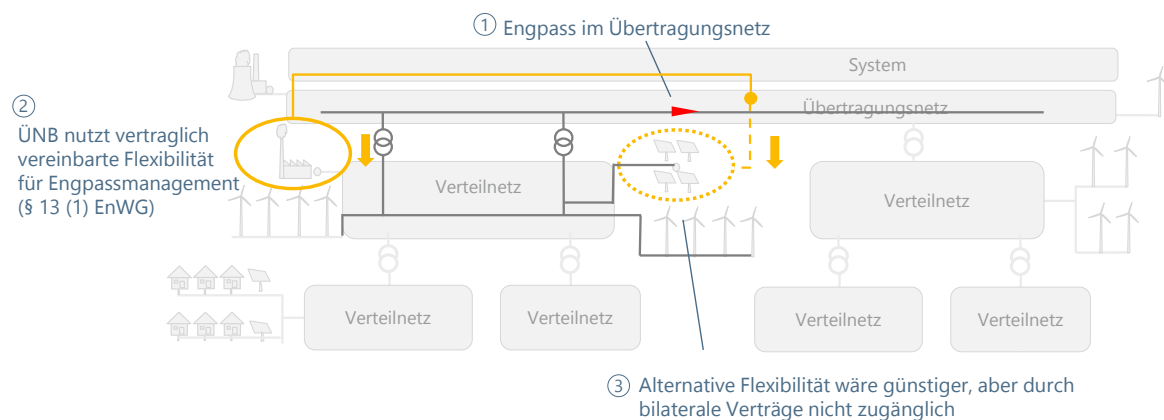


Abbildung 12: Unkoordinierter Zugriff kann die ungenutzte Vorhaltung von Kapazitäten verhindern

Eine Folge des unkoordinierten Einsatzes und der bilateralen Verträge ist daher, dass ein kosteneffizienter Einsatz der Flexibilitäten nicht sichergestellt ist.

1.5 Zielstellung und methodischer Ansatz der Studie

Die Rolle des Verteilnetzbetreibers wird an Komplexität und Relevanz für das System gewinnen. Die Art der Koordinierung von Flexibilitäten der Anlagen im Verteilnetz spielt dabei eine wichtige Rolle für die zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers.

Mit der vorliegenden Studie soll ein Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers geleistet werden. Um dieses zu leisten, werden insbesondere die zwei wichtigen Themen behandelt:

Zielstellungen

- Ausgestaltung der Koordinierung zwischen Netzbetreibern für einen sicheren und ökonomisch effizienten Netz- und Systembetrieb der Zukunft
- Anforderungen an die Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Verteilnetzbetreibern

Das methodische Vorgehen umfasst drei Schritte. Zunächst werden konkrete Lösungsansätze für die in Abschnitt 1.4 aufgezeigten Problemstellungen erarbeitet. Der entwickelte Lösungsansatz soll dabei jedoch keine allgemeingültige theoretisch optimale, aber vielleicht nicht umsetzbare Lösung beschreiben, sondern vielmehr einen Evolutionspfad. In jedem Schritt eines Evolutionspfades sollten zusätzlicher Nutzen und Kosten (beispielsweise für Transaktionen und Prozesse) gegenübergestellt werden.

Um einen fundierten Beitrag für die Diskussion leisten zu können, wurden die im ersten Schritt entwickelten Lösungsansätze in realen Modellregionen simuliert. Das Ziel der Simulation ist es, die Einsparpotenziale einer effizienten und sicheren Koordinierung von Flexibilitäten abzuschätzen.

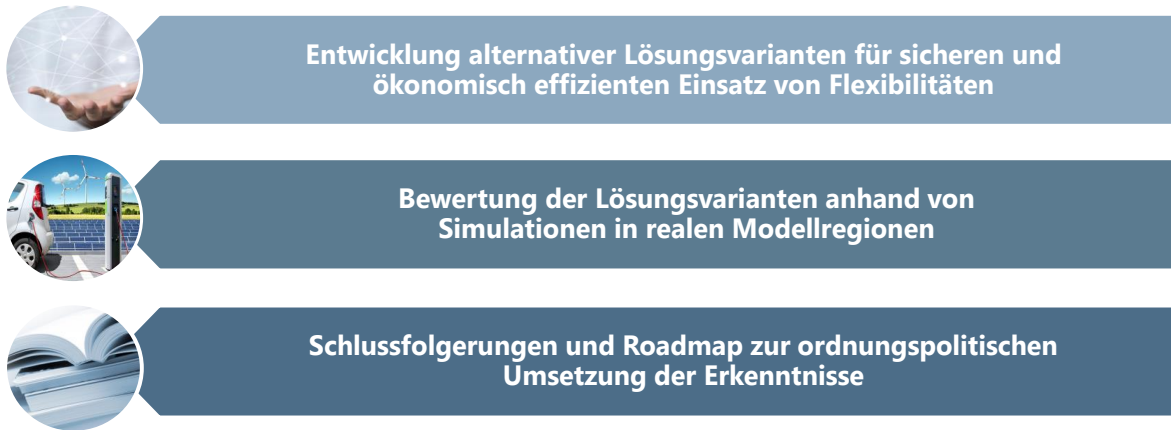


Abbildung 13: Methodisches Vorgehen

Das Ziel der Studie ist es, einen konkreten Beitrag für die weitere Entwicklung der Rolle des Verteilnetzbetreibers zu leisten. Daher werden die Schlussfolgerungen und Erkenntnisse in konkrete Handlungsempfehlungen und eine Roadmap zur Umsetzung der Erkenntnisse übersetzt.

Nicht alle Fragen der Ausgestaltung können im Rahmen der Studie beantwortet werden. Das ist auch nicht sinnvoll, da eine gemeinsame Erarbeitung im Dialog aller handelnden Akteure deutlich effektiver ist – beispielsweise, wenn es um Datenaustausch von Fahrplänen zwischen Marktakteuren und Verteilnetzbetreibern geht. Die hier gewonnenen sachlichen Erkenntnisse sollen daher den konstruktiven Prozess zur Gestaltung des Energieversorgungssystems der Zukunft unterstützen.

2 Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten

2.1 Grundsätzliche Anforderungen

Das Ziel der Koordinierung von Flexibilitäten aus Sicht des Verteilnetzbetreibers ist es, den Nachfragern nach Flexibilitäten, beispielsweise dem Übertragungsnetzbetreiber, einen sicheren und effizienten Abruf zu ermöglichen und den Anbietern von Flexibilität einen sicheren und effizienten Zugang zu heutigen und zukünftigen Märkten und Nachfragern zu ermöglichen.

Allen Lösungsansätzen gemein sind daher folgende grundsätzliche Anforderungen:

2.1.1 Diskriminierungsfreiheit und Transparenz

Die Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreiber muss diskriminierungsfrei, entflechtungskonform und transparent sein. Eingriffe in den Energiemarkt durch Engpassmanagement des Netzbetreibers müssen grundsätzlich bilanziell und finanziell ausgeglichen werden. Hierzu ist ein geeigneter Mechanismus zu entwickeln.

2.1.2 Marktbezogenheit

Der Netzbetreiber soll zukünftig die Möglichkeit haben, aus verschiedenen Optionen die wirtschaftlichste auszuwählen und Netzausbau gegen die Nutzung von Flexibilitäten bei der Engpassbewirtschaftung abzuwägen. Die Nutzung dezentraler Flexibilitäten wird zukünftig regelmäßiger Bestandteil des Netz- und Systembetriebs darstellen, sodass dieser marktbezogen ausgestaltet werden muss. „Notfallzugriffe“ durch die Netzbetreiber sollen seltener angewendet werden müssen.

2.1.3 Technologieoffenheit

Privilegien für bestimmte Technologien dürfen nicht bestehen.

2.2 Übersicht der entwickelten Lösungsvarianten

Im Status quo kann der Verteilnetzbetreiber nur reaktiv handeln, da über das Handeln der in seinem Netz angeschlossenen Akteure keine Transparenz herrscht. Flexibilitätsabrufe Dritter in seinem Netz sind beispielsweise nicht bekannt. Führen kurzfristige Leistungsänderungen zu Netzengpässen, so kann der VNB nur reaktiv Netzsicherheitsmaßnahmen durchführen. Es entstehen dabei die drei in Kapitel 1.4 beschriebenen Probleme: Die Netzsicherheit ist beim Abruf von Flexibilitäten nicht sichergestellt (1), Synergien werden nicht gehoben (2) und ein kosteneffizienter Einsatz ist nicht sichergestellt, da Flexibilitäten ungenutzt vorgehalten werden können (3).

Die **erste Lösungsvariante** in dieser Studie wurde mit dem Ziel entwickelt, einen sicheren Abruf von Flexibilitäten zu gewährleisten. Dazu muss der lokale Netzzustand beim Flexibilitätsabruf berücksichtigt und dementsprechend der Verteilnetzbetreiber vor der Leistungsänderung des Flexibilitätsanbieters eingebunden werden. Durch eine **Präqualifikation von Flexibilitätsleistungen** kann ein sicherer Abruf von Flexibilitäten gewährleistet werden, in dem die Netzverträglichkeit ex-ante (beispielsweise Day-Ahead) bestätigt wird.



Abbildung 14: Übersicht der im Rahmen der Studie entwickelten Lösungsvarianten

Im **zweiten Schritt** wurde eine Lösungsvariante entwickelt, die sowohl einen sicheren Abruf der Flexibilitäten gewährleistet als auch Synergien zwischen unterschiedlichen Anwendungszwecken hebt. Um Synergien zwischen den unterschiedlichen Anwendungszwecken heben zu können, ist eine enge betriebliche Abstimmung notwendig, da der Abruf sehr kurze Vorlaufzeiten aufweist. Durch einen **Flexibilitätsabruf in der Kaskade** könnten lokal Synergien durch den Verteilnetzbetreiber identifiziert und gehoben werden.

Die **dritte Lösungsvariante** hat das Ziel, sowohl einen sicheren Abruf von Flexibilitäten zu ermöglichen als auch Synergien zwischen unterschiedlichen Anwendungszwecken zu heben und die Vorhaltung ungenutzter Flexibilitäten zu verhindern. Sie stiftet somit voraussichtlich den höchsten Nutzen aller Lösungsvarianten, ist im Gegenzug aber auch mutmaßlich mit dem höchsten prozessualen Aufwand verbunden. Erreicht werden kann das Ziel durch einen **Markt für Flexibilitäten mit örtlicher und zeitlicher Komponente**, auf dem Angebot und Nachfrage nach Flexibilität nach ökonomischen Kriterien miteinander verknüpft werden.

Im Folgenden werden die drei Lösungsvarianten erläutert, der prozessuale Ablauf skizziert und Unterschiede zwischen den Varianten herausgestellt. Darüber hinaus werden noch zu beantwortende Fragen zur weiteren Ausgestaltung formuliert.

Anschließend werden die wesentlichen Unterschiede in Kapitel 3 dieser Studie quantitativ bewertet, um Kosten und Nutzen gegenüberzuhalten. Auf Basis dieser Bewertung kann das zukünftige Rollenbild des Verteilnetzbetreibers (Aufgaben, Datenbedarf, Verantwortung, etc.) in Kapitel 4 weiter konkretisiert werden, denn dieses ist sehr unterschiedlich in den skizzierten Lösungsvarianten.

2.3 Der Verteilnetzbetreiber als Nachfrager von Flexibilitäten

In allen skizzierten Lösungsvarianten agiert der Verteilnetzbetreiber als Nachfrager nach Flexibilität, insbesondere im Rahmen des Engpassmanagements. Heute beschränkt sich die Flexibilitätsnutzung der Verteilnetzbetreiber im Wesentlichen auf die Abregelung von Erzeugungsanlagen im

Rahmen des EEG-Einspeisemanagements, maßgeblich im Sinne des § 14 EEG i.V. mit § 13 (2) EnWG. Der Regulierungsrahmen setzt heute sehr geringe Anreize, um Flexibilitäten als marktbezogene Maßnahmen einzusetzen.

Zukünftig sollte der Verteilnetzbetreiber jedoch die Möglichkeit eingeräumt bekommen, auch die von Netznutzern marktlich angebotenen Flexibilitäten, beispielsweise aus Demande-side-Management, E-PKW, Kleinspeichern, elektrischen Wärmeanwendungen oder Erzeugungsanlagen wirtschaftlich einsetzen zu können.

Der Verteilnetzbetreiber führt Engpassmanagement durch und benötigt dazu Informationen über aktives Markthandeln von Akteuren im Netz.

Der Verteilnetzbetreiber benötigt Informationen über geplante Einsätze von Einspeisungen, Lasten und Speichern sowie Transparenz über von Dritten vertraglich vereinbarte Flexibilitätsvorhaltungen für netz- und systemdienliche Zwecke, um einen sicheren und effizienten Netzbetrieb gewährleisten zu können. Das gilt allerdings nur dort, wo auch wirklich das Risiko von Netzengpässen realistisch ist.

2.4 Variante 1: Präqualifikation von Flexibilitäten durch den VNB

Der kurzfristige Flexibilitätsabruf insbesondere für netz- oder systemdienliche Zwecke und eine entsprechende kurzfristige Leistungsänderung durch den Flexibilitätsanbieter darf nur dann erfolgen, wenn dadurch die lokale Netzsicherheit nicht gefährdet wird. Dies kann aber nur erreicht werden, wenn der VNB die Auswirkung eines Flexibilitätsesatzes einer Anlage im Verteilnetz simuliert und die Netzverträglichkeit prüft – das ist heute nicht der Fall.

Dementsprechend wird in einer ersten Lösungsvariante vorgeschlagen, eine solche Präqualifikation von Flexibilitätsleistungen im Rahmen der Planungszyklen einzuführen.

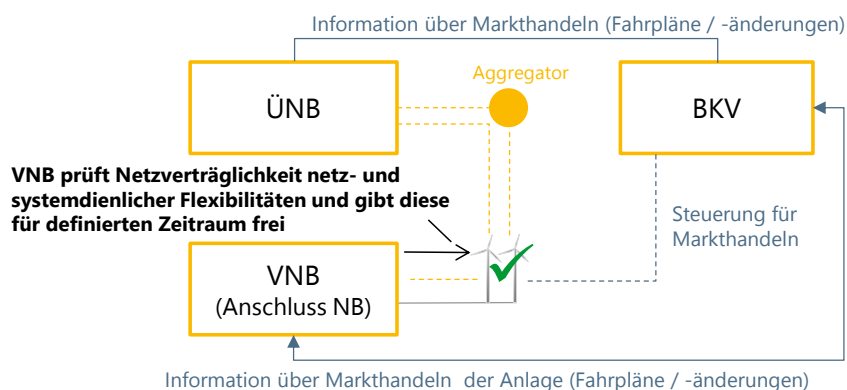


Abbildung 15: Präqualifikation von Flexibilitätsleistungen

2.4.1 Prozessualer Ablauf

Das Ergebnis einer Präqualifikation durch den Verteilnetzbetreiber ist die Freigabe einer möglichen kurzfristigen Leistungsänderung in einem festgelegten Leistungsband für einen definierten Zeitraum. **Die Präqualifikation schränkt dabei das Markthandeln gemäß Fahrplänen nicht ein.**

Die Freigabe beschränkt sich auf eine kurzfristige Abweichung von abgestimmten Fahrplänen, also insbesondere für netz- und systemdienliche Anwendungszwecke, beispielsweise Regelleistung. Der Verteilnetzbetreiber erhält vom BKV die abgeänderten Fahrpläne

Eine regelmäßige, sich wiederholende Netzverträglichkeitsprüfung durch den Verteilnetzbetreiber kann die Netzsicherheit bei kurzfristigen Flexibilitätsabrufen sicherstellen.

Die Präqualifikation stellt sicher, dass die lokale Infrastruktur die kurzfristigen Leistungsänderungen und Flexibilitäten auch tatsächlich leisten kann. Das Konzept der Präqualifikation unterstützt somit die lokale Netzsicherheit, sie ist aber auch für die Nachfrager der Flexibilität eine wichtige Information über die tatsächliche Abrufbarkeit.

Eine solche Netzverträglichkeitsprüfung mit dem Ergebnis bestätigter Flexibilitätsleistungsbänder kann automatisiert beispielsweise im Day-Ahead-Zeitraum wiederholt werden.

Der Prozess einer Präqualifikation könnte wie folgt aussehen:

1. Grundlage für eine Bewertung kurzfristiger Flexibilität bildet die Prognose des Netzzustands (siehe Abbildung 6). Für eine aussagekräftige Prognose benötigt der Verteilnetzbetreiber Informationen über das aktive Markthandeln von Akteuren (Fahrpläne).
2. Auf Basis der Netzzustandsprognose kann der Verteilnetzbetreiber Zeiten und Orte im Netz identifizieren, in denen der Abruf kurzfristiger Flexibilitäten aufgrund der Netzbelastung, die durch das Markthandeln der Akteure entsteht, nicht möglich ist (insbesondere Situationen in der gelben Ampelphase des BDEW-Modells).
3. Anschließend ist es dem Verteilnetzbetreiber möglich, diejenigen kurzfristigen Flexibilitätsvorhaltungen zu identifizieren und zu bestätigen, die bei einem Abruf die Netzsicherheit nicht gefährden. Denjenigen Anlagenbetreiber, bei denen der Abruf der kurzfristigen Flexibilität zu einer Gefährdung führt, wird diese Information ebenfalls mitgeteilt.

Der Verteilnetzbetreiber muss daher Informationen über die in seinem Netz mit Dritten vertraglich vereinbarten Flexibilitätsvorhaltungen haben.

Die Gewährleistung einer solchen Information wäre beispielsweise über ein Flexibilitätskataster denkbar.

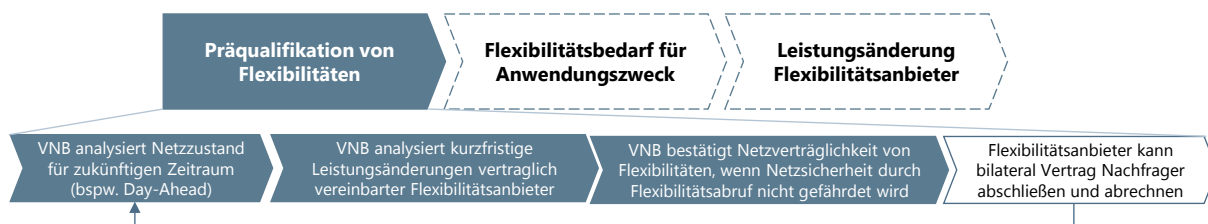


Abbildung 16: Prozess einer Präqualifikation von Flexibilitäten (Lösungsvariante 1)

Auf Basis dieser Präqualifikation ist es dem Anlagenbetreiber möglich, die bilateralen Verträge mit den Nachfragern der Flexibilität zu erfüllen.

2.4.2 Vor- und Nachteile

Der wesentliche Vorteil der Lösungsvariante 1 ist die Gewährleistung eines sicheren Flexibilitätsabrufs durch Dritte. Die Umsetzung ist dabei relativ einfach, da es keiner wesentlichen Änderung der betrieblichen Prozesse bedarf. Die Präqualifikation der Netzverträglichkeit von kontrahierten Flexibilitäten nach § 13 (1) EnWG muss in den Prozess des Engpassmanagements der Netzbetreiber und des Regelleistungsabrufs integriert werden.

Bei der Dimensionierung der Regelleistung muss berücksichtigt werden, dass aufgrund der beschränkten Infrastruktur im Verteilnetz die Gefahr besteht, dass ein Abruf von Flexibilitäten nicht möglich ist.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzsicherheit im Verteilnetz bei Flexibilitätsabruf gewährleistet. ▪ Einfache Umsetzung: Geringere betrieblicher Aufwand, da Berechnung ex-ante und nicht in real-time durchgeführt wird. ▪ Transparenz: Nachfrager nach Flexibilität erhalten Information über Durchführbarkeit des Abrufs und können sich mit dieser Information optimieren. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Synergien: Nutzung von Synergien zwischen unterschiedlichen Anwendungszwecken nicht möglich, da einzelne Abrufe von Flexibilitäten dem VNB nicht bekannt. ▪ Gefahr ungenutzter Flexibilitätsvorhaltung: Durch bilaterale Verträge stehen Flexibilitäten nicht allen Anwendungszwecken zur Verfügung und es besteht die Gefahr ineffizienter Flexibilitätseinsätze.

Abbildung 17: Vor- und Nachteile der Lösungsvariante 1

Nachteilig an der Lösungsvariante 1 ist, dass nur eines der drei wesentlichen Probleme einer fehlenden Koordinierung beim Flexibilitätsabruf gelöst wird¹⁸. Es besteht allerdings weder die Möglichkeit zur Hebung von Synergien, noch wird die Vorhaltung ungenutzter Flexibilitäten verhindert.

2.4.3 Fragestellungen der weiteren Ausgestaltung

Bei der weiteren Ausgestaltung der Präqualifikation ergeben sich einige konkrete Umsetzungsfragestellungen.

Zum einen ist fraglich, ob der Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements Kapazitäten im Netz für kurzfristige Flexibilitätsabrufe einplanen sollte. Aufgrund des hohen Gesamtangebotes von Flexibilität (siehe Abbildung 7) spricht allerdings einiges dafür, dass dies gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

Des Weiteren stellt sich die Frage nach der Entschädigung von Flexibilitäten, denen keine Präqualifikation erteilt werden kann.

2.5 Variante 2: Flexibilitätsabruf in der Kaskade

Um darüber hinaus Synergien zwischen unterschiedlichen Anwendungszwecken heben zu können, ist eine enge betriebliche Abstimmung und Koordinierung notwendig.

Durch einen Flexibilitätsabruf in der Kaskade kann sowohl die Netzsicherheit gewährleistet, als auch Synergien gehoben werden.

In Variante 2 wird daher vorgeschlagen, dass im Sinne einer Kaskade alle Abrufe von netz- und systemdienlichen Flexibilitäten (Redispatch, Regelleistung, etc.) durch den VNB an die Anlage weitergeleitet werden. Dabei kann die Auswirkung des Flexibilitätsabrufs auf den Netzzustand analysiert werden, sodass durch eine entsprechende Rückmeldung durch den VNB netzunverträgliche Abrufe vermieden werden. Synergien können durch den VNB gehoben werden, wenn gleichgerichtete Flexibilitätsbedarfe gleichzeitig bestehen.

¹⁸ Vgl. Kapitel 1.4

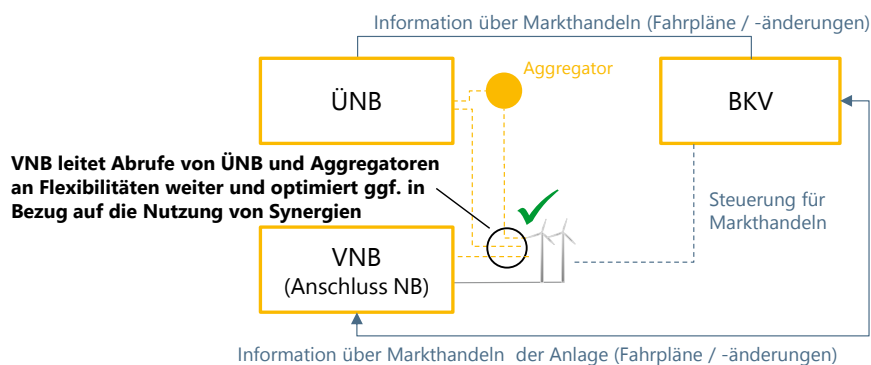


Abbildung 18: Flexibilitätsabruf in der Kaskade¹⁹

Synergien kann es sowohl zwischen Engpassmanagement unterschiedlicher Netzbetreiber als auch zwischen Engpassmanagement und Regelenergieeinsatz geben²⁰. Potenzielle Synergien bestehen dann, wenn zeitgleich ein gleichgerichteter Bedarf an Flexibilität besteht.

Fallbeispiel

Im vorliegenden Beispiel treten sowohl im Verteilnetz als auch im Übertragungsnetz zeitgleich Netzengpässe auf. Sowohl der Übertragungsnetzbetreiber als auch der Verteilnetzbetreiber haben eine Flexibilität kontrahiert (gem. § 13 (1), EnWG). Die günstigste Flexibilität aus Sicht des Übertragungsnetzes (1) mit Kosten in Höhe von 30 Euro pro MWh wird vom ÜNB angefordert.

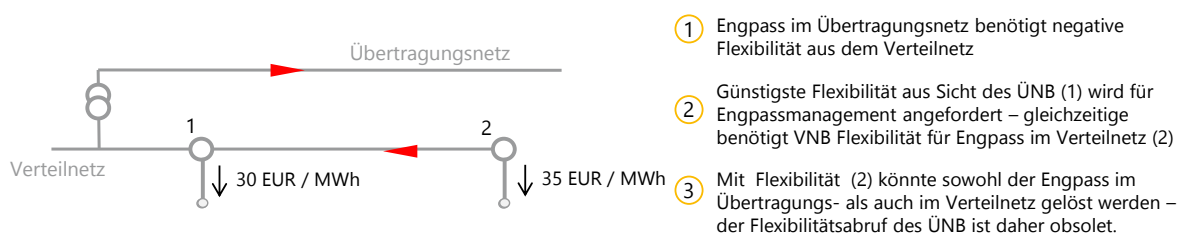


Abbildung 19: Fallbeispiel für Synergien im Flexibilitätsabruf

Der Verteilnetzbetreiber nutzt zeitgleich die aus seiner Sicht effizienteste Flexibilität zur Behebung des Engpasses (2) mit Kosten in Höhe von 40 Euro pro MWh. Letzteres ist notwendig, da der Flexibilitätsabruf des Übertragungsnetzbetreibers keinen Effekt auf den Engpass im Verteilnetz hat. Umgekehrt besteht dagegen eine Abhängigkeit. Der Flexibilitätsabruf des Verteilnetzbetreibers hat auch einen Effekt auf den Engpass im Übertragungsnetz, sodass der Flexibilitätsabruf des Übertragungsnetzbetreibers obsolet wäre.

Synergien können nur lokal gehoben werden, denn hier sind alle Anwendungszwecke bekannt.

Nur im Verteilnetz sind alle Anwendungszwecke bekannt, sodass nur auf dieser entsprechenden Aggregationsebene Synergien theoretisch gehoben werden können.

¹⁹ Die Rolle des Aggregators ist von der Rolle BKV zu unterscheiden (siehe: BNE (2015): Positionspapier. Flexibilitätsvermarktung im deutschen Strommarkt. Die Rolle von Aggregatoren und integrierten Flexibilitätsvermarktern).

²⁰ Vgl. Abbildung 9

2.5.1 Prozessualer Ablauf

Mit den Regelungen zur Systemverantwortung in den §§ 13 und 14 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat der Gesetzgeber Rahmenbedingungen geschaffen, die es den Übertragungsnetzbetreibern erlauben, bei Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone Maßnahmen zu ergreifen, die der Störung oder Gefährdung der Versorgungssysteme entgegenwirken und deren Sicherheit und Zuverlässigkeit gewährleisten. Gleiches gilt für alle den ÜNB nachgelagerten Verteilernetzbetreibern im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihren Netzen verantwortlich sind.

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG nicht beseitigen, werden vom jeweiligen Netzbetreiber (NB) Anpassungsmaßnahmen gemäß §13 Abs. 2 EnWG im eigenen Netz durchgeführt beziehungsweise in nachgelagerten Netzen veranlasst.

Der Netzbetreiber stellt mit Unterstützung seiner nachgelagerten Netzbetreiber die Netzsicherheit mit den geringstmöglichen Eingriffen wieder her. Die Umsetzung aller erforderlichen Maßnahmen erfolgt kaskadiert über alle Netzebenen, beginnend im Netz, in dem die Gefährdung oder Störung vorliegt. Bei der Durchführung von Anpassungsmaßnahmen sind zu jedem Zeitpunkt Wechselwirkungen und gegenseitige Beeinflussung zwischen vor- und nachgelagerten Netzen zu berücksichtigen. Zur Abwendung von Systemgefährdungen sind daher Abstimmungen zwischen beteiligten Netzbetreibern notwendig²¹.

Beim Übertragen auf den Abruf aller netz- und systemdienlicher Flexibilitäten könnte ein Prozess wie folgt aussehen. Dieser Prozess wird sowohl in der grünen als auch in der gelben Ampelphase des BDEW-Ampelmodells vorgeschlagen.

1. Der Nachfrager nach Flexibilität (beispielsweise der ÜNB oder Aggregator) teilt dem Anschlussverteilnetzbetreiber den kurzfristigen Bedarf des Abrufs einer Flexibilität in Netz mit.
2. Der Verteilnetzbetreiber prüft den Netzzustand zu diesem Zeitpunkt und analysiert die Auswirkungen des vom Nachfrager gewünschten Flexibilitätsabrufs auf den Netzzustand. Sollte der Abruf aufgrund der aktuellen Netzbelastung nicht möglich sein, wird diese Information an den Nachfrager nach Flexibilität zurückgespielt und dieser kann durch einen geeigneten Algorithmus eine alternative Flexibilität in einem anderen Netz wählen.
3. Werden gleichzeitig und gleichgerichtet Flexibilitäten abgerufen, können Synergien gehoben werden. Dem Verteilnetzbetreiber ist es in der Lösungsvariante 2 durch den kaskadierten Ansatz möglich, Synergien zu identifizieren, denn alle Anfragen werden an dieser Stelle gebündelt.

Sollten Synergien identifiziert werden, sind einzelne Flexibilitätsabrufe obsolet. Kosteneffizient wäre es dann, denjenigen Flexibilitätsabruf nicht durchzuführen, der die höchsten Kosten aufweist. Der Verteilnetzbetreiber teilt dementsprechend dem Nachfrager mit den höchsten Kosten des Flexibilitätsabrufs mit, dass der Abruf nicht notwendig ist.

²¹ BDEW & VKU (2012): Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern.

4. Diejenigen Abrufe von Flexibilitäten, die die Netzsicherheit nicht gefährden und nicht durch Synergien obsolet sind, werden an die Anlagen weitergeleitet.



Abbildung 20: Prozess eines Flexibilitätsabrufs in der Kaskade

Auf dieser Basis kann ein sicherer und mit der Nutzung von Synergien effizienter Abruf von Flexibilitäten erreicht werden. Die Anlagenbetreiber können bilateral die Verträge mit den Nachfragern nach Flexibilität erfüllen und abrechnen.

2.5.2 Vor- und Nachteile

Im Gegensatz zur Lösungsvariante 1 („Präqualifikation von Flexibilitäten“) ermöglicht die zweite vorgeschlagene Lösungsvariante das Heben von Synergien unterschiedlicher Anwendungszwecke. Die weiteren Vorteile der ersten Lösungsvariante, wie die Gewährleistung eines sicheren Abrufs von Flexibilitäten sowie die Transparenz seitens der Nachfrager über die Abrufbarkeit von Flexibilitäten, werden ebenfalls erreicht.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzsicherheit im Verteilnetz bei Flexibilitätsabruf gewährleistet. ▪ Transparenz: Nachfrager nach Flexibilität erhalten Information über Durchführbarkeit des Abrufs und können sich mit dieser Information optimieren. ▪ Synergien: Durch die enge betriebliche Abstimmung können Synergien zwischen Anwendungszwecken gehoben werden. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher betrieblicher Aufwand: Die Lösungsvariante erfordert eine enge betriebliche Abstimmung und eine Netzverträglichkeits- und Synergieprüfung in real-time, was mit hohem IKT-Aufwand verbunden ist. ▪ Gefahr ungenutzter Flexibilitätsvorhaltung: Durch bilaterale Verträge stehen Flexibilitäten nicht allen Anwendungszwecken zur Verfügung und es besteht die Gefahr ineffizienter Flexibilitätseinsätze.

Abbildung 21: Vor- und Nachteile der Lösungsvariante 2

Für die Berücksichtigung von Synergien bei Flexibilitätsabrufen ist jedoch ein sehr hoher betrieblicher Aufwand notwendig. Zwischen dem Verteilnetzbetreiber und allen weiteren Akteuren, die einen Abruf von Flexibilitäten im Verteilnetz benötigen, muss eine enge Kommunikation sichergestellt werden. Darüber hinaus bedarf es einen hohen Simulationsaufwand, schließlich müssen in nahezu real-time die Netzverträglichkeit geprüft und mögliche Synergien gehoben werden.

Weiterhin besteht aufgrund von bilateralen Verträgen zwischen Flexibilitätsnachfragern und -anbietern die Gefahr von ungenutzten Flexibilitätsvorhaltungen.

2.5.3 Fragestellungen der weiteren Ausgestaltung

Variante 2 zeichnet sich durch eine sehr hohe betriebliche Komplexität aus, sodass die technische Umsetzung weiter ausgestaltet werden muss.

2.6 Variante 3: Markt für Flexibilitäten

Flexibilitätsanbieter werden zunehmend dezentral und kleinteiliger – ein Marktzugang ist häufig nur über bilaterale vertragliche Vereinbarungen mit Aggregatoren möglich. Ein Risiko von bilateralen Verträgen ist allerdings, dass Flexibilitäten ungenutzt vorgehalten werden.

Wenn alle Flexibilitätspotenziale auf einem Markt allen Nachfragern mit entsprechenden technischen Eigenschaften und Kosten angeboten werden, kann deren Potenzial optimal ausgeschöpft werden.

Um ein hohes Marktpotenzial und einen kosteneffizienten Einsatz der Flexibilitäten zu ermöglichen, sollten Flexibilitätspotenziale allen Anwendungszwecken mit jeweiligen Kosten zugänglich sein.

Dies kann erreicht werden, wenn alle Flexibilitätsangebote unter Berücksichtigung der Sensitivitäten im Verteilnetz aggregiert und im Sinne eines Marktes in Verbindung mit technischen Eigenschaften und Kosten allen Flexibilitätsnachfragern angeboten werden („Markt für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente“).

2.6.1 Rolle des Verteilnetzbetreibers in einem Markt für Flexibilitäten

Der Verteilnetzbetreiber agiert in allererster Linie als Nachfrager auf einem Markt für Flexibilitäten. Auf Basis der technischen Eigenschaften, wie Netzanschlusspunkt, Leistungsgradienten sowie zeitliche Nebenbedingungen und Kosten der Flexibilitäten, kann der Verteilnetzbetreiber die Nachfrage nach Flexibilitäten insbesondere für Engpassmanagement optimieren.

Ein Markt für Flexibilitäten sollte von einem neutralen Marktbetreiber betrieben werden.

Um eine Entflechtung sicherzustellen, wird ein neutraler Marktbetreiber vorgeschlagen, der weder als Nachfrager noch als Anbieter auf dem Markt tätig ist. Es wäre auch denkbar, dass der Verteilnetzbetreiber im Sinne eines neutralen Infrastrukturdienstleisters mit entsprechender Entflechtung die Rolle eines neutralen Marktbetreibers ausfüllt.

Eine weitere Aufgabe des Verteilnetzbetreibers in einem Markt für Flexibilitäten ist die Prüfung der Netzverträglichkeit von Flexibilitäten. Mit den Ergebnissen der Präqualifikation²² ist der Marktbetreiber in der Lage, eine technisch sichere und kosteneffiziente Verknüpfung von Angeboten und Nachfragen herzustellen.

2.6.2 Prozessualer Ablauf

Für den prozessualen Ablauf eines Marktes für Flexibilitäten werden folgende Eckpunkte vorgeschlagen:

1. Das Konzept eines Marktes für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente sieht vor, dass keine bilateralen Verträge zwischen Anbietern und Nachfragern existieren, um eine ungenutzte Vorgehaltung von Flexibilitäten zu verhindern. Stattdessen bieten Anlagenbetreiber die potenzielle Flexibilität unter Angabe der technischen Eigenschaften, der Lage im Netz und des Preises auf einem Marktplatz an.

²² vgl. Kapitel 2.4.1

2. Der Anschlussverteilnetzbetreiber ist zunächst prioritärer Nachfrager nach Flexibilitäten auf dem Markt mit örtlicher Komponente. Für Engpassmanagement im Verteilnetz wird das Potenzial an angebotener Flexibilität optimal genutzt.
3. Anschließend kann der Netzbetreiber die Netzverträglichkeit der residualen Flexibilitäten prüfen und diejenigen Flexibilitäten, die bei einem Abruf nicht die Netzsicherheit gefährden, können allen Nachfragen (ÜNB, Aggregatoren etc.) angeboten werden.
4. Unter Berücksichtigung von Synergien können anschließend Nachfragen und Angebote ökonomisch effizient vom Marktbetreiber miteinander verknüpft werden.
5. Die Abrechnung erfolgt abschließend über den Markt.

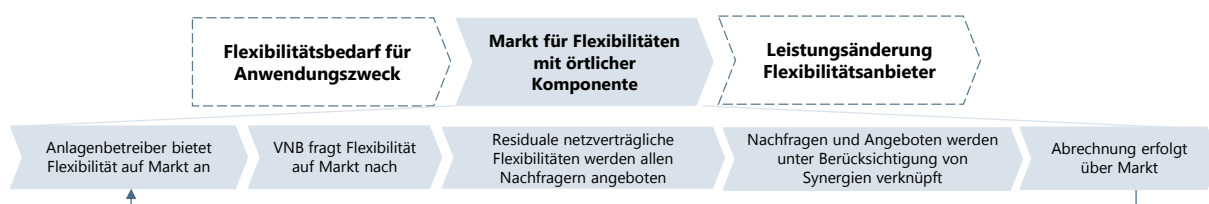


Abbildung 22: Markt für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente

2.6.3 Vor- und Nachteile

Im Vergleich aller Varianten zeigt Lösungsvariante 3 ein hohes Effizienzpotenzial, da alle in Kapitel 1.4 beschriebenen Probleme einer fehlenden Koordinierung behoben werden: Netzsicherheit, Synergien und Vermeidung ungenutzter Vorhaltungen.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzsicherheit im Verteilnetz bei Flexibilitätsabruf gewährleistet. ▪ Synergien: Auf einem Markt für Flexibilitäten können im Rahmen des matchings von Angeboten und Nachfragen Synergien gehoben werden. ▪ Vermeidung ungenutzter Vorhaltung: Auf einem Markt für Flexibilitäten wird eine ungenutzte Vorhaltung von Flexibilitäten vermieden. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher betrieblicher Aufwand: Marktbasierte Kommunikation und Abrechnung erfordert höheren betrieblichen Aufwand und IKT-Infrastruktur. ▪ Neue Rolle des Marktbetreibers für Flexibilitäten: Die Rolle des Marktbetreibers existiert bis dato nicht und müsste ausgestaltet werden. ▪ Weiterentwicklungen von Engpassmanagement und Regelleistung: Sowohl die Beschaffung als auch der Abruf von Engpassmanagement und Regelleistung müssen weiterentwickelt werden.

Abbildung 23: Vor- und Nachteile der Lösungsvariante 3

Allerdings geht das hohe Nutzenpotenzial mit einem im Vergleich der Varianten auch hohem betrieblichen Aufwand einher. Darüber hinaus muss die Rolle des Marktbetreibers ausgestaltet und die bestehenden Prozesse von Beschaffung und Abruf im Engpassmanagement und auch bei der Regelleistung weiterentwickelt werden.

2.6.4 Fragestellungen der weiteren Ausgestaltung

Grundidee eines Marktes für Flexibilitäten ist es, Flexibilitätsangebote und -nachfragen unter ökonomischen Kriterien zu verknüpfen und somit eine ungenutzte Vorhaltung zu verhindern.

Bei der konkreten Ausgestaltung eines Marktes für Flexibilitäten bieten sich alternative Varianten.

Es ergeben sich alternative Ausgestaltungsvarianten: Marktbetreiber, Preisbildung, Aggregationsebene, Vorlaufzeit, Art der Kontrahierung, etc. Diese sind zu konkretisieren und werden derzeit in

einer Reihe von Forschungsprojekten analysiert. Beispielsweise werden im SINTEG-Projekt „enera“²³ alternative Ausgestaltungen von regionalen Handelsplattformen analysiert.

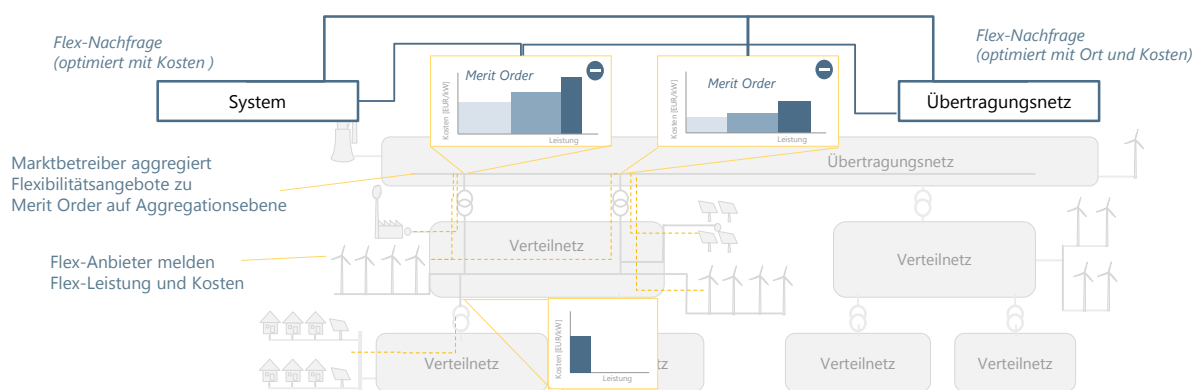


Abbildung 24: Weiterentwicklung von Regelleistung und Engpassmanagement auf ÜNB-Ebene

Ein solcher Ansatz bedarf auch einer Weiterentwicklung von Regelleistungs- und Engpassmanagementkonzepten des Übertragungsnetzbetreibers. In der Optimierung des Engpassmanagements des ÜNBs fließen die technischen Eigenschaften und die Kosten der Flexibilitäten ein. Der Marktbetreiber erstellt eine Merit Order der Flexibilitäten an der Schnittstelle zum überlagerten Netzbetreiber, sodass dieser seinen Netzbetrieb optimieren und entsprechende Nachfragen nach Flexibilität an den Schnittstellen zum unterlagerten Markt für Flexibilitäten stellen kann.

2.7 Zwischenfazit

Die Flexibilitäten im Verteilnetz dienen einer Reihe von Anwendungszwecken, sodass eine Koordination notwendig ist. Fehlt eine Koordination, ist weder ein sicherer Abruf gewährleistet noch können Synergien gehoben werden und auch die Vorhaltung ungenutzter Flexibilitäten wird nicht verhindert.

Im Rahmen der Studie werden drei Lösungsvarianten einer Koordination vorgeschlagen, welche sich in Aufwand und Nutzen unterscheiden und dementsprechend Vor- und Nachteile aufweisen.

In der Lösungsvariante 1 wird eine Präqualifikation von Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber vorgeschlagen. Durch einen solchen Prozess wird ein sicherer Abruf von Flexibilitäten im Verteilnetz ermöglicht, denn die Netzverträglichkeit des Abrufs wird ex-ante, beispielsweise im Day-Ahead-Rhythmus, durch den Verteilnetzbetreiber geprüft. Grundlage einer solchen Prüfung ist eine Netzzustandsprognose des Verteilnetzes und die Information über von Dritten im Verteilnetz kontrahierten Flexibilitäten.

Lösungsvariante 1 „Präqualifikation von Flexibilitäten“ ist die Minimallösung zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs und sollte daher in einem ersten Schritt umgesetzt werden.

Die zweite Lösungsvariante „Flexibilitätsabruf in der Kaskade“ ermöglicht das Heben von Synergien zwischen unterschiedlichen Anwendungszwecken. Allerdings kann das nur mit einem hohen betrieblichen Aufwand erreicht werden.

²³ <http://www.energie-vernetzen.de/>

Lösungsvariante 2 „Flexibilitätsabruf in der Kaskade“ ist mit einem sehr hohen Aufwand verbunden und rechnet sich nur, wenn durch Synergienutzung hohe Einsparungen erreicht werden.

In einer dritten Lösungsvariante wird das perspektivische Bild eines Marktes für Flexibilitäten gezeichnet. Ein Markt für Flexibilitäten verspricht in der ersten qualitativen Analyse hohe Vorteile, allerdings sind zum einen noch eine Reihe an Ausgestaltungsfragen zu klären, zum anderen stehen den qualitativ abgeleiteten Effizienzvorteilen Aufwände gegenüber.

Um eine fundierte Bewertung zu ermöglichen, werden die entwickelten Ansätze in Simulationen bewertet.

3 Simulationen

Im vorangegangenen Kapitel wurden alternative Lösungsvarianten für eine effiziente und sichere Koordination von Flexibilitäten im Verteilnetz gezeichnet. Um die ersten qualitativen Erkenntnisse zu untermauern, werden im Rahmen der Studie Simulationsrechnungen in realen Netzstrukturen durchgeführt.

Das Ziel der Simulation ist es, die Einsparpotenziale einer effizienten und sicheren Koordination von Flexibilitäten abzuschätzen.

3.1 Simulationsansatz

Der Simulationsansatz erfolgt in drei Schritten. Zunächst wird für exemplarische Netzregionen, ein Szenario der zukünftigen Netznutzung, ausgehend von der heutigen Netznutzung, entwickelt. Das Szenario wird aus deutschlandweiten Entwicklungen für die Regionen abgeleitet.



Abbildung 25: Methodisches Vorgehen der Simulationen

Für das Zukunftsszenario werden anschließend Lastflusssimulationen durchgeführt, um Netzengpässe in den Modellregionen zu bestimmen. Alle Simulationen werden dabei mit Jahreszeitreihen durchgeführt, um auch zeitliche Abhängigkeiten bestimmen zu können. Diese werden detailliert aus Einzelzeitreihen von Einspeisungen, Lasten und Speichern ermittelt.

Die Netzengpässe im Verteilnetz bestimmen den Flexibilitätsbedarf des Verteilnetzbetreibers. Der Flexibilitätsbedarf der überlagerten Anwendungszwecke (Regelleistung und Engpassmanagement des Übertragungsnetzbetreibers) wird aus realen Zeitreihen bestimmt. Somit kann ermittelt werden, welche Flexibilitätsanforderungen an die Anlagen im betrachteten Netzgebiet gestellt werden.

Auf dieser Basis können die in Kapitel 2 ermittelten Ansätze quantitativ abgeschätzt werden. Es wird exemplarisch abgeschätzt, wie hoch die Synergiepotenziale sind, wie vorteilhaft ein Flexibilitätsmarkt gegenüber einem System mit bilateralen Verträgen ist und inwieweit eine prioritäre Nutzung der Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber effizient ist.

Die mit den Varianten einhergehenden prozessualen Aufwände, beispielsweise für Transaktionskosten oder für IKT-Infrastruktur, sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

Betrachtet werden exemplarische Regionen, die das Spektrum an Verteilnetzen widerspiegeln:

1. Eine **städtische Modellregion** mit perspektivisch hoher Elektrifizierung des Wärme- und des Mobilitätssektors und dementsprechend einer hohen Anzahl an E-PKW und Wärmepumpen sowie mit einem städtischen Zubau an PV-Anlagen auf geeigneten Dachflächen

Die städtische Modellregion wurde in einem Netz der Rheinischen Netzgesellschaft abgebildet.

2. In einer **ländlichen Modellregion** im Süden Deutschlands wurde eine sehr hohe Leistung an **PV-Anlagen** simuliert. Dazu wurde ein Netz des Bayerwerks simuliert.
3. In einer weiteren **ländlichen Modellregion** wurde eine hohe Leistung an **Windkraftanlagen** in Kombination mit PV-Anlagen bewertet. Für diese Modellregion wurde ein Netz der MITNETZ modelliert.

Mit diesem Spektrum an Modellregionen können fundierte Aussagen über die zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers abgeleitet werden.

3.2 Zukunftsszenario

Um die politischen Ziele in Bezug auf Emissionseinsparungen (mindestens 80 % Einsparung bis 2050) zu erreichen, wird ein weiterer signifikanter Ausbau an Windkraft- und PV-Anlagen notwendig sein – zeitgleich steigt die Anzahl von Speichern und neuen Stromverbrauchern, insbesondere E-PKW und E-Heizungen.

Im Rahmen der Studie wird ein Zukunftsszenario für das Jahr 2035 betrachtet. Prognosen für dieses Szenario werden aus einer Vielzahl an veröffentlichten Studien mithilfe der E-Bridge Studiendatenbank bestimmt.

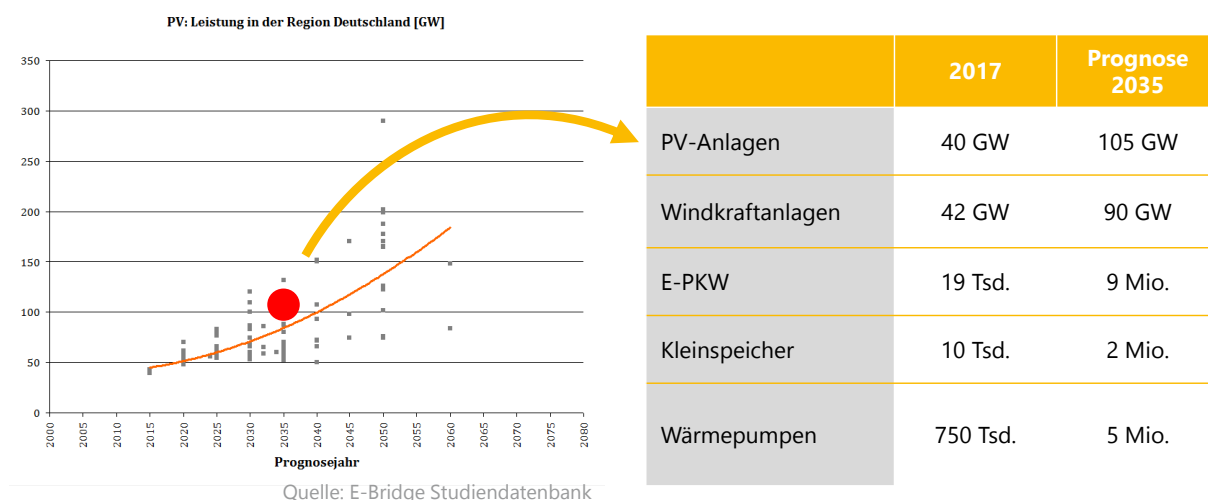


Abbildung 26: Betrachtetes Zukunftsszenario 2035

3.3 Städtische Modellregion

Die städtische Modellregion bildet ein Netzgebiet mit hoher Anzahl an Haushalten ab. Das betrachtete Netzgebiet versorgt circa 15.000 Personen mit einem maximalen Leistungsbezug von 12.000 kW (2015). Es sind heute bereits PV-Anlagen mit einer Leistung von 1.400 kW installiert und vier Haushalte fahren einen elektrischen PKW.



Abbildung 27: Betrachtete städtische Region im Netzgebiet der Rheinischen Netzgesellschaft

Zukünftig wird sich die Netznutzung in der Region sehr stark ändern. Die Elektrifizierung des Verkehrssektors wird dazu führen, dass weitere E-PKW in der Netzregion angeschlossen werden. Eine Anzahl von deutschlandweit 5 Mio. E-PKW würde gemessen an der Einwohnerzahl eine Anzahl an ca. 1.500 E-PKW bedeuten. Die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung wird in dem betrachteten Netzgebiet zu circa 860 neuen elektrischen Heizungen führen, wenn deutschlandweit circa 5 Mio. Wärmepumpen neu angeschlossen sind.

	2015	2035 ²⁴	Modellierung
Einwohner	ca. 15.000	ca. 15.000	
Leistung an PV-Anlagen	1.410 kW	10.000 kW	Gemessene Einspeisezeitreihe 2015
Anzahl E-PKW	4	1.500	Ladekurve unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitseffekte
Anzahl Kleinspeicher	-	260	Eigenbedarfsoptimierung in Kombination mit PV-Anlagen
Wärmepumpen	-	860	Wärmegeführte Fahrweise
Jahreshöchstlast	12.000 kW	16.000 kW	simuliert
Max. Rückspeisung	0	-4.600 kW	simuliert

Tabelle 1: Netznutzung städtisches Netz

²⁴ Eigene Prognose (vgl. Kapitel 3.2)

Die zukünftige Netznutzung führt zu einem Anstieg der Verbrauchslast im städtischen Netzen.

Der Lastanstieg aufgrund der neuen Stromverbraucher beträgt in dem betrachteten Netzgebiet in einem Großteil der Stunden ca. 30 %. Darüber hinaus führt der Zubau an PV-Anlagen dazu, dass in 380 Stunden des Jahres aus der Netzregion zurückgespeist wird (siehe Abbildung 28).

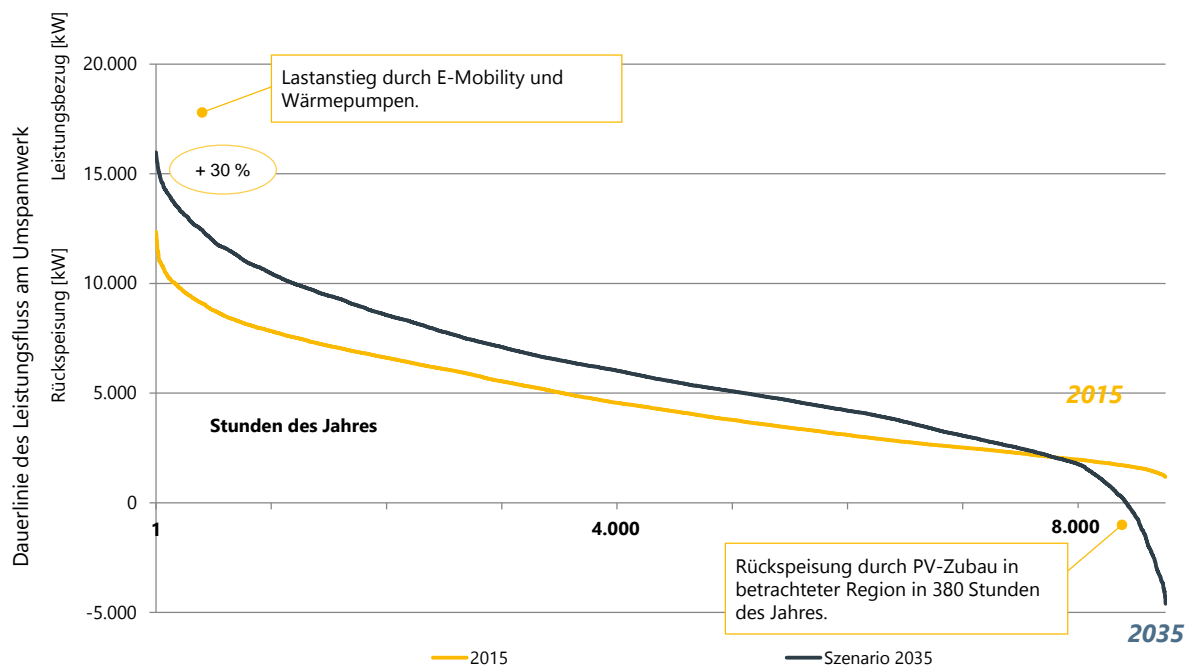


Abbildung 28: Jahresdauerlinie der Netzbelastung

Lokal können die Effekte des Last- und Rückspeiseanstiegs jedoch deutlich intensiver ausfallen.

Abbildung 29 zeigt einen Lastgang von 48 Stunden in der Winterzeit an einem Ortsnetztransformator. Das Ortsnetz versorgt 224 Haushalte, 2 Gewerbekunden, 32 E-PKW, 18 Wärmepumpen und 5 Kleinspeicher.

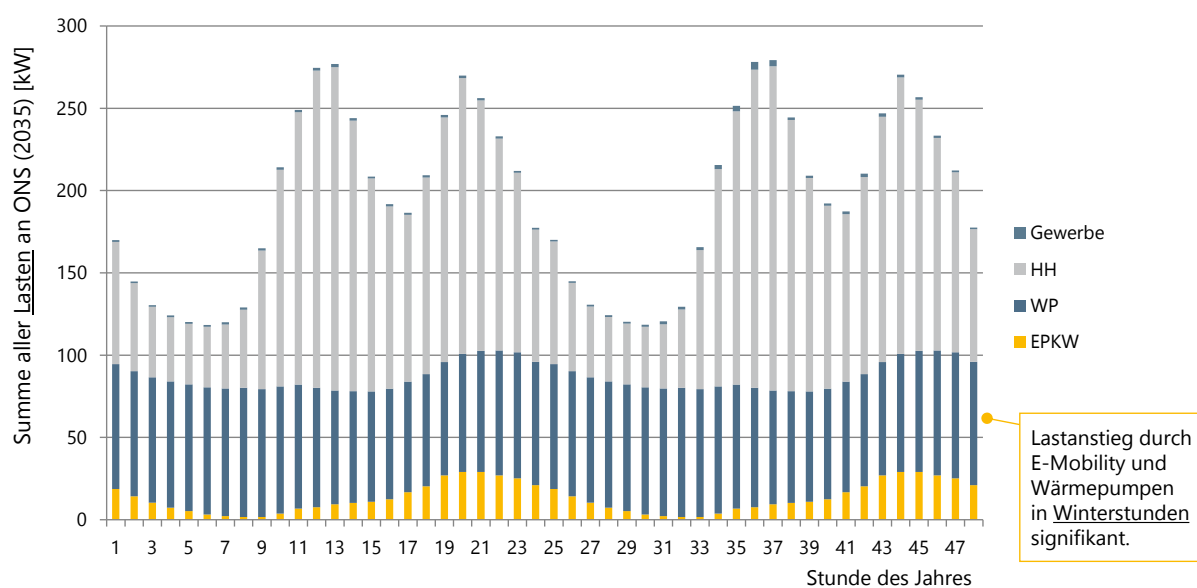


Abbildung 29: Exemplarische Zeitreihe an einer Ortsnetzstation (48 Stunden)

Der Lastgang verdeutlicht, dass vor allem durch Wärmepumpen und E-PKW insbesondere in den Winterstunden eine Vervielfachung der Last möglich ist.

Der Lastanstieg in städtischen Netzen führt zu Überlastungen von Leitungen und Transformatoren, da die Netzinfrastruktur nicht für diese Netzbelastung geplant wurde.

Eine Lastflussimulation zeigt, dass es durch die neuen Verbraucher im Verteilnetz zu Überlastungen der Netzinfrastruktur kommt. In Ortsnetzen mit hohem Lastbezug (vgl. Abbildung 29) bildet häufig der Ortsnetztransformator den Engpass. In der betrachteten Modellregion traten in 13 von 64 Ortsnetztransformatoren Überlastungen auf und maximal sind 11 Ortsnetztransformatoren gleichzeitig überlastet.

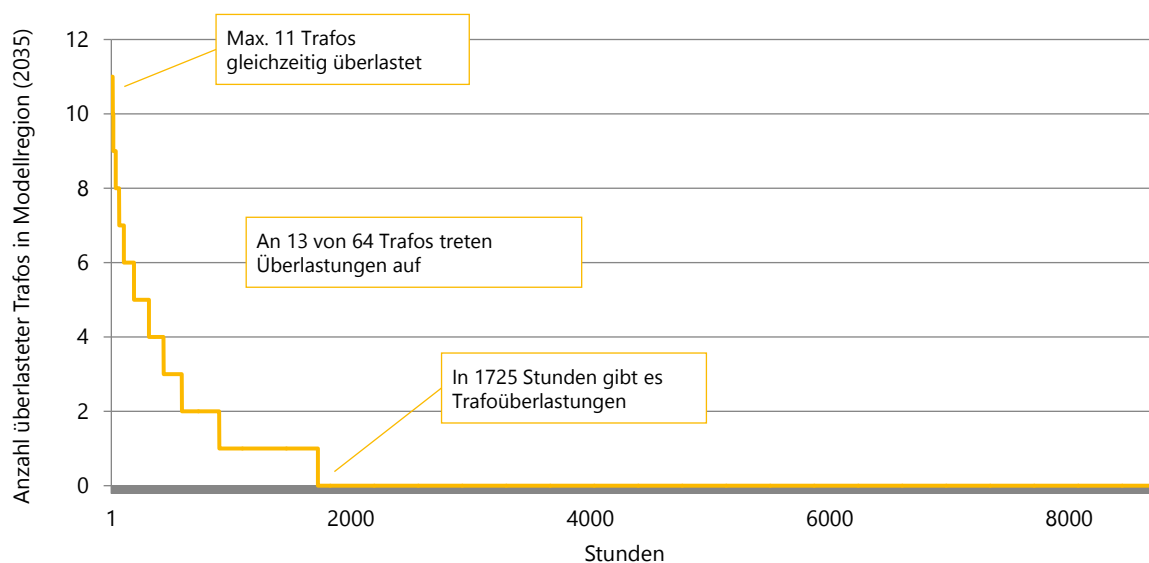


Abbildung 30: Überlastete Ortsnetztransformatoren in der städtischen Modellregion (2035)

Der Anteil der überlasteten Leitungen ist deutlich geringer als der Anteil überlasteter Ortsnetztransformatoren (siehe Abbildung 31).

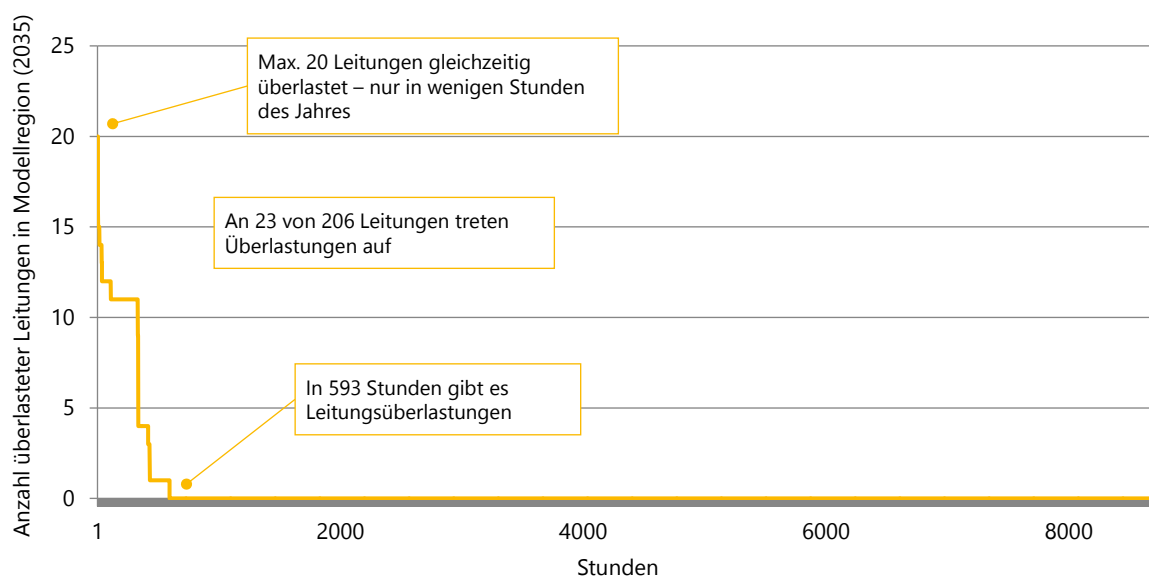


Abbildung 31: Überlastete Leistungsabschnitte im Zeitverlauf

85 % der Netzengpässe treten in weniger als 5 % der Zeit auf – die Nutzung von Flexibilitäten kann hier günstiger sein als der Netzausbau.

23 von 200 Leistungen im Netzgebiet sind mindestens in einer Stunde des Jahres überlastet. Maximal sind 20 Leitungen zeitgleich überlastet, in 593 Stunden des Jahres (6,7 %) ist mindestens eine Leitung überlastet.

3.3.1 Flexibilitätsbedarf

Bei heutiger Netzstruktur würde die zukünftige Netzbelastung zu Überlastungen führen und Netzausbau wäre notwendig. In dem betrachteten Netzgebiet wäre nach heutigen Planungsgrundsätzen der Ausbau von 13 Ortsnetztransformatoren und 206 Leitungsabschnitten notwendig.

Zukünftig soll der Netzbetreiber stärker als heute Netzausbau und die Nutzung von Flexibilitäten gegeneinander abwägen und die günstigste Lösung nutzen. Mit der heutigen Netzinfrastruktur müsste der Verteilnetzbetreiber in 1725 Stunden pro Jahr in der betrachteten Region Flexibilität von Lasten nutzen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten (vgl. Abbildung 32).

Im städtischen Raum besteht Bedarf an positiver Flexibilität (Lastreduktion oder Einspeiserhöhung).

Sowohl für Leitungen (593 Stunden) als auch für Transformatoren (1725 Stunden) besteht Bedarf an Flexibilität, nur in 54 Stunden sind geringe Leistungen negativer Flexibilität notwendig.

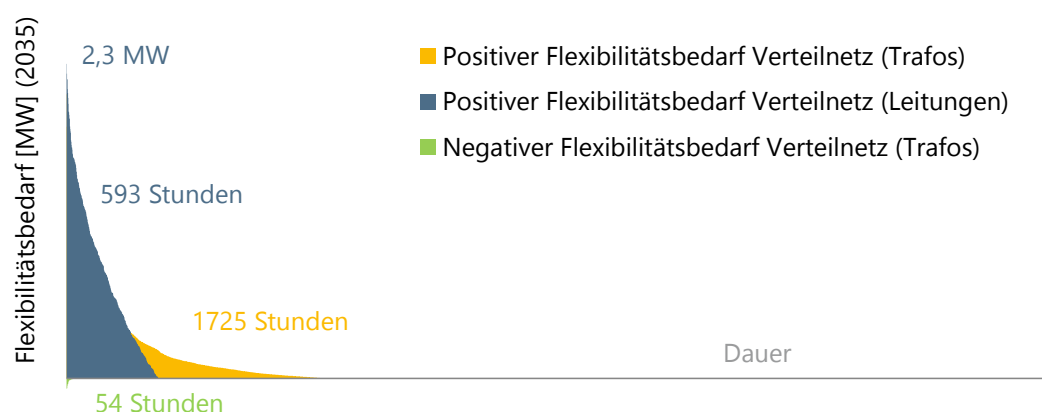


Abbildung 32: Flexibilitätsbedarf des Verteilnetzbetreibers in der städtischen Modellregion

Die Flexibilität der Anlagen in der betrachteten Modellregion dient allerdings nicht ausschließlich dem Verteilnetzbetreiber, denn die Anlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz bilden die Flexibilitätsquelle für weitere netz- und systemdienliche Anwendungszwecke²⁵.

Auf Basis veröffentlichter Zeitreihen kann abgeleitet werden, welche Leistungen die Anlagen im gesamten Versorgungsgebiet der Rheinischen Netzgesellschaft für Redispatch des Übertragungsnetzbetreibers und Regelleistung bereitgestellt haben.

In 2015 wurde in 12 Stunden des Jahres positive Redispatchleistung und in 20 Stunden des Jahres negative Redispatchleistung durch das Übertragungsnetz im Versorgungsgebiet der Rheinischen Netzgesellschaft abgerufen. Die Entwicklung des Redispatchbedarfs des Übertragungsnetzes ist

²⁵ Vgl. Kapitel 1.3.2

schwer zu prognostizieren, da es durch gegenläufige Effekte beeinflusst wird. Die geplanten Ausbauprojekte im Übertragungsnetz²⁶ würden den Redispatchbedarf stark reduzieren, während der weitere Ausbau an EE-Anlagen die Netzbelastung im Übertragungsnetz und damit den Redispatchbedarf erhöhen. Vereinfachend wird daher für den Flexibilitätsbedarf des Übertragungsnetzbetreibers der Redispatchbedarf 2015 fortgeschrieben.

Zukünftig wird die Redispatchleistung auch durch Anlagen im Verteilnetz erbracht. Die Anlagen in der betrachteten Modellregion entsprechen ca. 1 % des gesamten Mengengerüsts der Rheinischen Netzgesellschaft, sodass in der Modellregion ein Anteil von 1 % der Redispatchleistung geleistet wird (Abbildung 33).

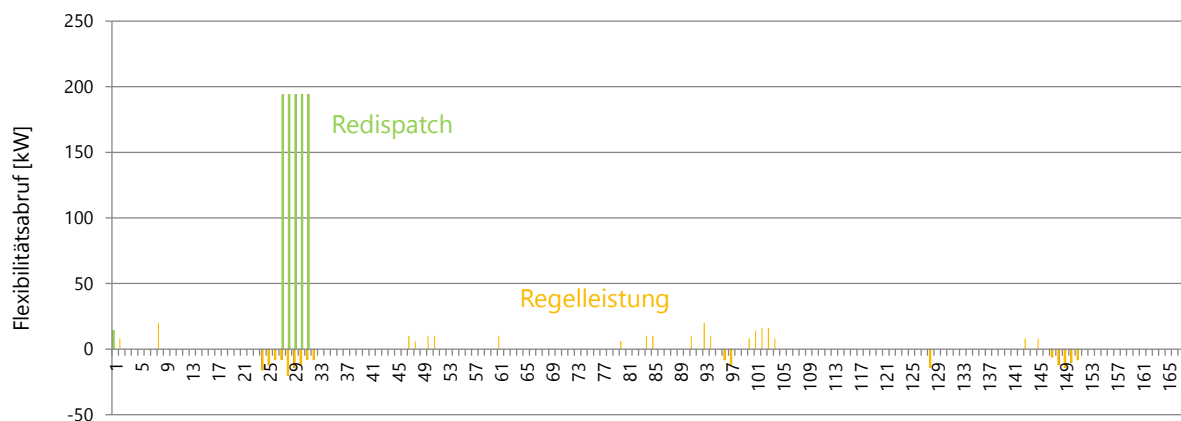


Abbildung 33: Modellierter Abruf von Redispatch- und Regelleistung im betrachteten Netzgebiet

Analog dazu wurde auch der Anteil der Leistungsanforderung für Minutenreserve auf die Modellregion skaliert. In 770 Stunden des Jahres wurde positive Minutenreserve abgerufen, in 416 Stunden des Jahres 2015 negative Minutenreserve.

Die erste Analyse verdeutlicht, dass netz- und systemdienliche Flexibilitätsanforderungen Dritter relativ zum lokalen Flexibilitätsbedarf des Verteilnetzbetreibers sehr gering sind, da sich diese insbesondere bei der ortsunabhängigen Minutenreserve auf eine Vielzahl an Anlagen in Deutschland verteilen.

3.3.2 Abwägung zwischen Flexibilitätsnutzung und Netzausbau

Die Analyse der Netzengpässe in der städtischen Modellregion durch neue Verbraucher zeigt, dass die maximalen Belastungen der Netzinfrastruktur nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten.

Dass ein Netzausbau auf selten auftretende Belastungen bei der Integration Erneuerbarer-Energien-Anlagen gesamtwirtschaftlich nicht effizient ist, zeigen bereits die Analysen zum Konzept der Spitzenkappung. Dem Netzbetreiber wird ermöglicht, eine Abregelung von 3 % der Jahresenergie von Windkraft- und PV-Anlagen bei der Netzdimensionierung zu berücksichtigen. Im Rahmen der Studie wird analysiert, ob ein ähnlicher Ansatz auch für die Netzdimensionierung steuerbarer Lasten und Speicher sinnvoll sein könnte.

²⁶ Netzentwicklungsplan deutscher Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 2017

In der betrachteten Modellregion wären bei einem Ausbau zu „einer Kupferplatte“, bei der keine Netzengpässe auftreten, Investitionen in 13 Transformatoren und 23 Leitungen mit Investitionskosten in Höhe von ca. 1 Mio. Euro notwendig²⁷.

Vier Transformatoren und sieben Leitungsabschnitte sind in mehr als 5 % der Zeit überlastet. Der Ausbau dieser Betriebsmittel würde Investitionskosten von 250.000 Euro verursachen. In wenigen Stunden des Jahres wäre dann jedoch die Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten notwendig.

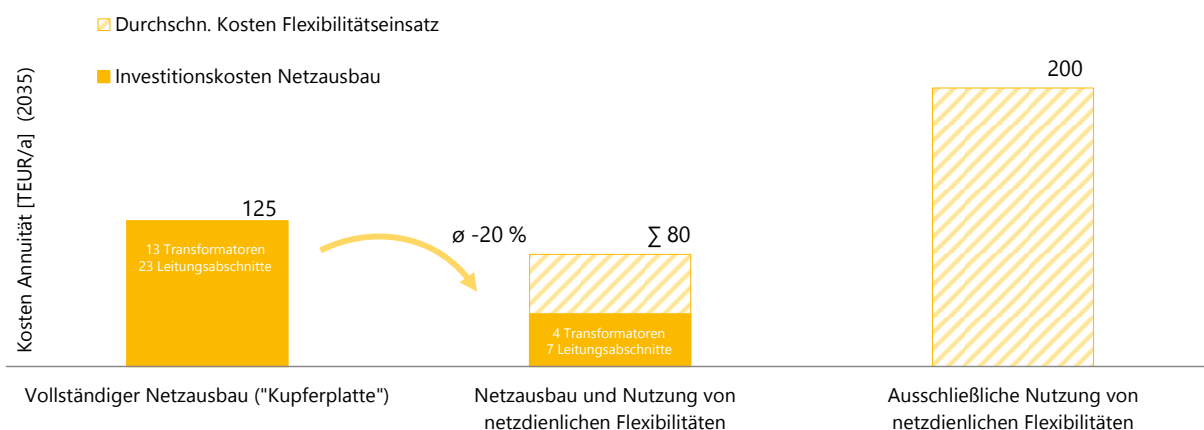


Abbildung 34: Abwägung zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung

Für jede Stunde des Jahres werden für jede Leitung und jeden Transformator die nutzbaren Flexibilitäten und deren Kosten bestimmt. Dabei unterscheiden sich Flexibilitätsquellen in deren fundamentalen Kosten. Bei Speichern bildet beispielsweise der Wert der rückgespeisten Energie die Kostenbasis für Rückspeisungen, bei Lasterhöhung fallen dagegen nur Kosten für Verschleiß und Hardware an. Bei Lastreduktionen bildet die Opportunität der Stromnutzung die fundamentale Kostenbasis zur Bewertung der Flexibilität, eine Lasterhöhung ist dagegen nur mit Kosten für Verschleiß verbunden. Die Kostenbasis für Flexibilitäten aus Erzeugungsanlagen ist für Einspeisereduzierungen der entgangene Markterlös.

Im Rahmen der Studie werden sowohl das Kostenniveau als auch die relativen Kostenunterschiede der Flexibilitätsquellen variiert. Ein hohes Kostenniveau für Flexibilitäten orientiert sich am Endverbraucherstrompreis mit 30 Cent/kWh, ein niedriges Kostenniveau am Marktpreis für Strom in Höhe von ca. 3 Cent/kWh. Eine hohe Spannbreite zwischen der günstigsten und teuersten Quelle von Flexibilität weist einen Unterschied von 300 % auf, eine niedrige Spannbreite einen Unterschied von 100 % zwischen der teuersten und günstigen Quelle.

Unter Berücksichtigung dieser Kostenannahmen würde die ausschließliche Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten zu jährlichen Kosten von ca. 200.000 Euro pro Jahr führen und damit die annuitätischen Kosten der Netzinvestitionen übersteigen.

Netzausbau ist und bleibt daher auch zukünftig ein wichtiges und effizientes Werkzeug des Verteilnetzbetreibers und wird sinnvoll mit der Nutzung von Flexibilitäten kombiniert.

Netzausbau auf Belastungen, die nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten, ist jedoch ineffizient. Wenn nur Verstärkungen von Betriebsmitteln durchgeführt werden, die in mehr als 5 % ei-

²⁷ Annahmen siehe

nes Jahres überlastet und die verbleibenden Netzengpässe mit der Nutzung von Flexibilitäten geheilt werden, sind deutliche Kosteneinsparungen sowohl im Vergleich zur Ausbau einer Kupferplatte als auch im Vergleich zur ausschließlichen Nutzung der Flexibilitäten möglich.

Auch in städtischen Verteilnetzen sollten zukünftig Flexibilitäten von Lasten, Speichern und Einspeisungen für Engpassmanagement genutzt und die Flexibilitätsnutzung gegen Netzausbau abgewogen werden dürfen, um Kosten zu reduzieren.

3.4 Ländliche Modellregionen

Die Energiewende in Deutschland bedeutete bis zum Jahr 2017 vor allem einen Zubau an EE-Anlagen im ländlichen Raum. Mehr als 100.000 MW an Erzeugungsleistung wurde in vergangenen Jahren an das elektrische Netz angeschlossen, maßgeblich Windkraft- und PV-Anlagen.

In der im Rahmen dieser Studie modellierten ländlichen Netzregion mit ca. 6.300 Einwohnern ist mit 14.000 kW heute bereits eine hohe Leistung an PV-Anlagen installiert, darüber hinaus eine Biomasseanlage mit einer Leistung von 2.000 kW. Die Jahreshöchstlast beträgt 1.500 kW, die maximale Rückspeisung 12.100 kW.

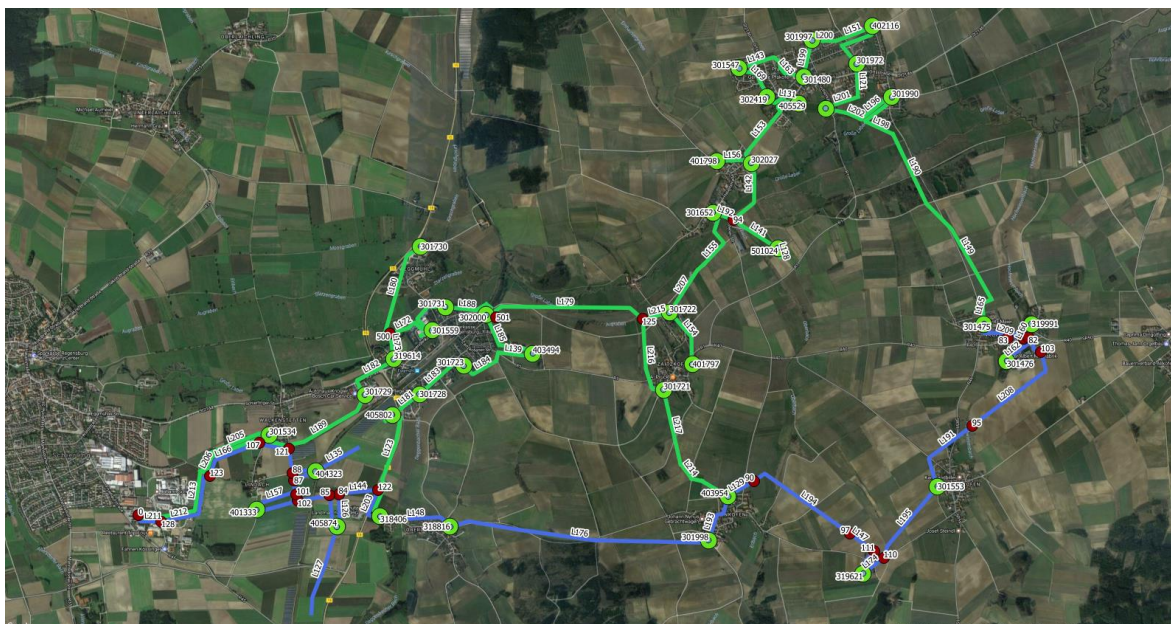


Abbildung 35: Ländliche Modellregion mit hoher Leistung an PV-Anlagen

Die politischen Ziele können nur mit einem weiteren Zubau an EE-Anlagen erfolgen (siehe Kapitel 1.1). Dementsprechend wird in dem betrachteten Netzgebiet ein weiterer Ausbau an PV-Anlagen auf circa. 25.000 kW im Jahr 2035 erwartet, wenn die deutschlandweiten Ziele erreicht werden.

Darüber hinaus wird sich die Laststruktur in der Modellregion zukünftig stark ändern. Auch im ländlichen Raum werden Wärmeerzeugung und Verkehr elektrifiziert, sodass aus den deutschlandweiten Prognosen abgeleitet im betrachteten Netzbereich circa 735 E-PKW, 450 elektrische Wärmeanwendungen sowie 550 Kleinspeicher erwartet werden.

	2015	2035 ²⁸	Modellierung
Einwohner	6.300	6.300	
Leistung an PV-Anlagen	14.000	25.000	Gemessene Einspeisezeitreihe 2015
Anzahl E-PKW	-	735	Ladekurve unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitseffekten
Anzahl Kleinspeicher	-	550	Eigenbedarfsoptimierung in Kombination mit PV-Anlagen
Wärmepumpen	-	450	Wärmegeführte Fahrweise
Jahreshöchstlast	1.500	5.300	simuliert
Max. Rückspeisung	12.100	25.200	simuliert

Tabelle 2: Netznutzung ländliches Netz

Die neuen Erzeugungsanlagen und Verbraucher werden die Netzbelastung verändern, wie die Dauerlinie des Leistungsbezugs am Umspannwerk als Ergebnis einer Lastflusssimulation in Abbildung 36 verdeutlicht.

Der weitere Zubau an EE-Anlagen bleibt auslegungsrelevant im ländlichen Raum, auch wenn auch dort die Verbrauchslast deutlich ansteigen wird.

Zum einen führen die neuen Verbraucher in circa der Hälfte des Jahres zu einem Lastanstieg. Die Jahreshöchstlast der Region steigt von 1.500 kW auf circa 5.300 kW. Allerdings ist der Anstieg der maximalen Rückspeisung mit über 100 % deutlich signifikanter und bleibt dementsprechend auch auslegungsrelevant.

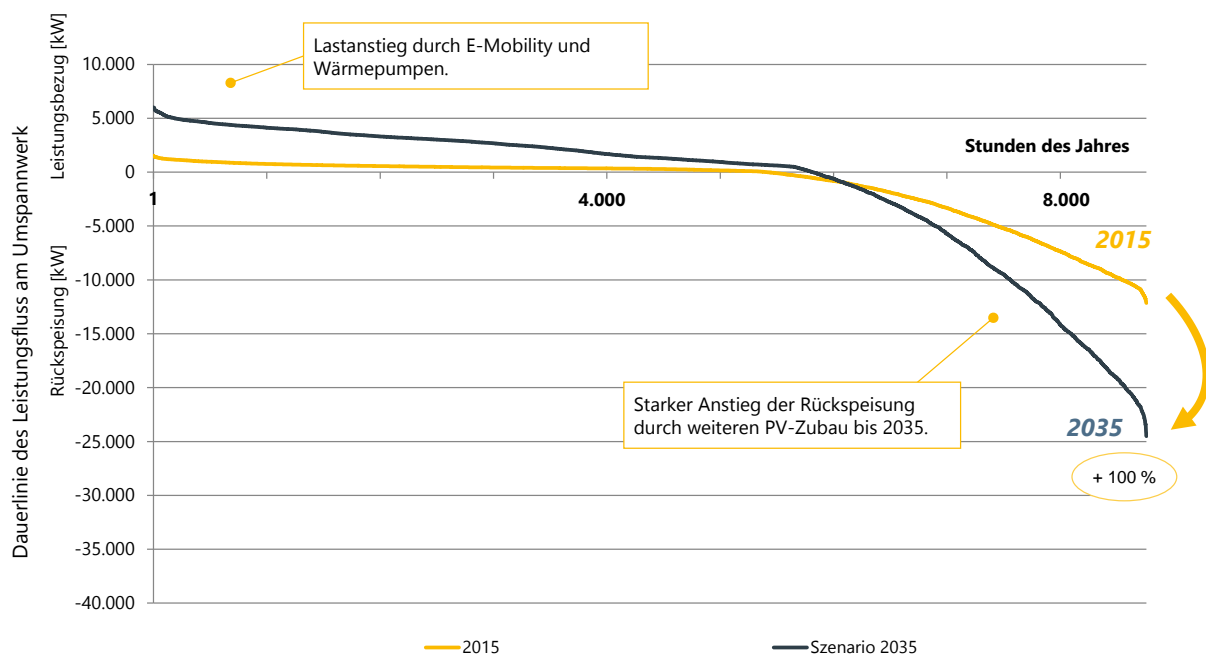


Abbildung 36: Jahresdauerlinie der zukünftigen Netzbelastung

²⁸ Eigene Prognose (vgl. Kapitel 3.2)

3.4.1 Flexibilitäts- und Netzausbaubedarf

Die Netzbelastung in der Region wird maßgeblich durch die Einspeisung aus PV-Anlagen bestimmt. Dementsprechend treten in etwas mehr als 1.000 Stunden im Jahr Engpässe auf. Für Engpassmanagement hat der Verteilnetzbetreiber Bedarf an negativer Flexibilität (Einspeisereduzierung/Lasterhöhung).

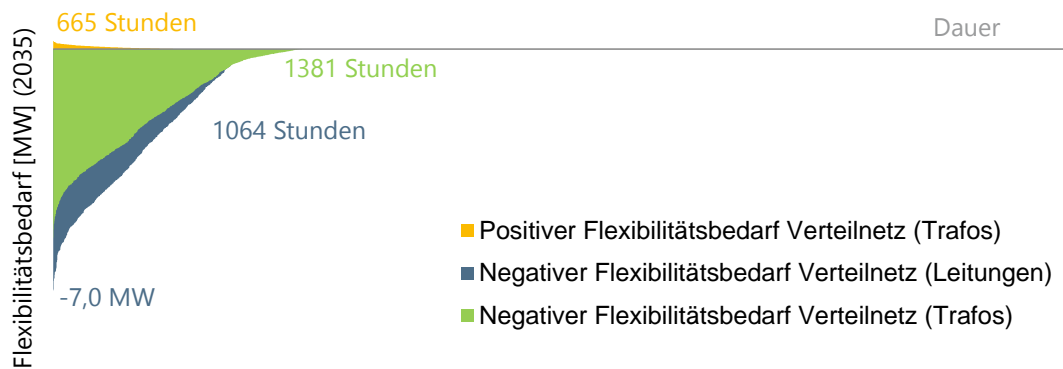


Abbildung 37: Flexibilitätsbedarf im ländlichen Verteilnetz mit hoher Leistung an PV-Anlagen

Der Ausbau zu einer Kupferplatte würde im betrachteten Netzgebiet Investitionskosten von circa 760.000 EUR verursachen, durch eine Abwägung von Netzausbau und Nutzung von Flexibilitäten könnten die jährlichen Kosten um 25 % reduziert werden.

Auch die Flexibilität der Anlagen in der ländlichen Modellregion dient zukünftig anderen Anwendungszwecken wie Regelleistung oder Redispatch. Im Jahr 2015 wurden beispielsweise in 115 Stunden positive Redispatchleistung abgefragt, in 5 Stunden negative Redispatchleistung.

3.5 Synergien zwischen unterschiedlichen Anwendungszwecken

In den analysierten Modellregionen wurde der Flexibilitätsbedarf des Verteilnetzbetreibers simuliert und der Flexibilitätsbedarf für Regelleistung und Redispatch aus Zeitreihen skaliert. In den betrachteten Netzregionen wurde deutlich, dass im Vergleich zum lokalen Flexibilitätsbedarf des Verteilnetzbetreibers für Engpassmanagement der Flexibilitätsbedarf des Übertragungsnetzbetreibers an die dort angeschlossenen Anlagen deutlich geringer ist.

Dies ist maßgeblich darauf zurückzuführen, dass die Flexibilität für Anwendungszwecke aus Sicht des Übertragungsnetzes aus einer Vielzahl an Anlagen bereitgestellt werden kann, der lokale Flexibilitätsbedarf des Verteilnetzes muss dagegen auch lokal gedeckt werden.

Die Untersuchungen zeigen weiter: Synergien zwischen den unterschiedlichen Anwendungszwecken sind ebenfalls gering – nur in wenigen Stunden des Jahres tauchen gleichzeitige gleichgerichtete Flexibilitätsbedarfe auf (siehe Abbildung 38).

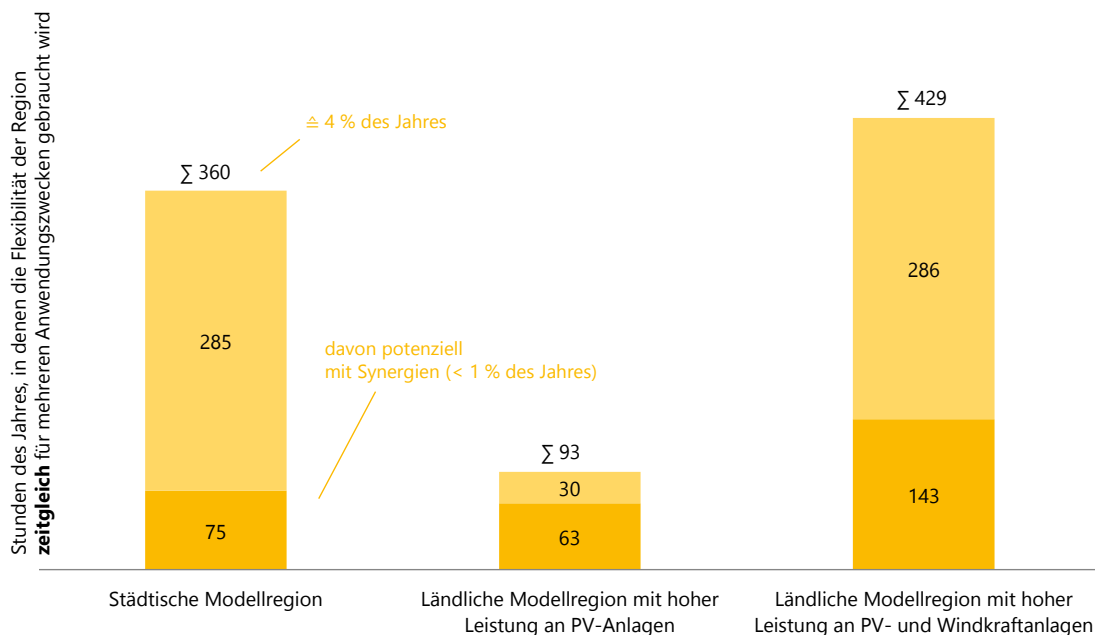


Abbildung 38: Potenzielle Synergien zwischen unterschiedlichen Anwendungszwecken

In den untersuchten Regionen traten maximal in 429 Stunden des Jahres gleichzeitig Flexibilitätsanforderungen unterschiedlicher Anwendungszwecke auf. Davon ist allerdings nur ein Anteil gleichgerichtet und besitzt tatsächlich Synergiepotenzial – in der städtischen Modellregion 20 %.

Diese Erkenntnis beruht allerdings nur auf exemplarischen Untersuchungen. Es ist durch Folgeuntersuchungen zu verifizieren, inwieweit diese erste Annahme validiert werden kann.

3.6 Bewertung der Lösungsvarianten

Den bisherigen Untersuchungen liegt die Annahme zugrunde, dass die Flexibilität auf Basis bilateraler Verträge jeweils zu einem Drittel den unterschiedlichen Anwendungszwecken zur Verfügung steht.

Nutzt der Verteilnetzbetreiber das Flexibilitätspotenzial der Anlagen im Netzbetrieb, wägt zwischen Netzausbau und Engpassmanagement geschickt ab und ermöglicht durch eine Präqualifikation von Flexibilitäten (**Lösungsvariante 1**) einen sicheren Abruf der Flexibilitäten von Dritten, können die Gesamtkosten im Vergleich zu einem Netzausbau auf die maximale Netzbelastung („Kupferplatte“) (siehe Abbildung 39) deutlich reduziert werden.

Mit den im Rahmen der Studie getroffenen Annahmen ist der zusätzliche Nutzen durch das Heben von Synergien gering. Die Weiterentwicklung von Lösungsvariante 1 („Präqualifikation von Flexibilitäten“) zur **Lösungsvariante 2** („Flexibilitätsabruf in der Kaskade“) erscheint daher in einer ersten Abschätzung als nicht sehr effizient, da dem geringen Zugewinn an Effizienz ein hoher betrieblicher Aufwand in der operativen Umsetzung gegenübersteht.

Durch eine Aggregation aller angebotenen Flexibilitäten zu einem Markt für Flexibilitäten (**Lösungsvariante 3**) kann das ungenutzte Vorhalten von Flexibilitäten verhindert und weitere Kosteneinsparungen können erreicht werden.

Zusätzliche Kosten entstehen, wenn Flexibilitäten vorgehalten, aber nicht genutzt werden und insbesondere dann, wenn die Flexibilitäten dem Verteilnetzbetreiber nicht für Engpassmanagement zur Verfügung stehen.

Dementsprechend zeigen die Ergebnisse der exemplarischen Simulationen für Lösungsvariante 3 („Markt für Flexibilitäten“), dass die Kosten der Flexibilitätsnutzung deutlich reduziert werden können.

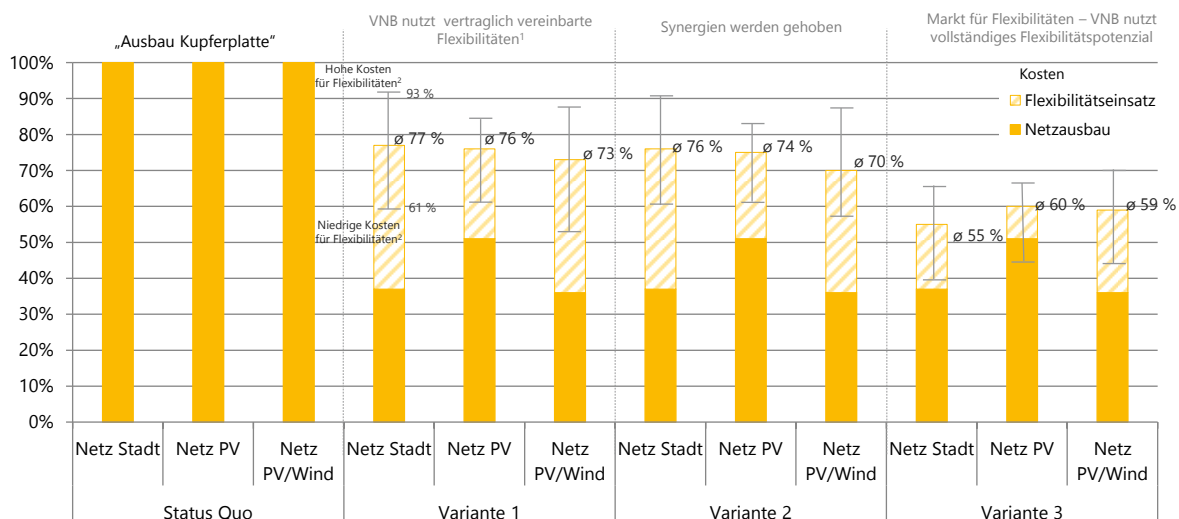


Abbildung 39: Übersicht der Simulationsergebnisse

Die dargestellten Erkenntnisse beruhen auf exemplarischen Simulationen. Die Allgemeingültigkeit der gewonnenen Erkenntnisse muss im Weiteren verifiziert werden.

4 Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers

Die Dezentralisierung, Digitalisierung und Dekarbonisierung der Energielandschaft führen dazu, dass die Rolle des Verteilnetzbetreibers sehr viel komplexer als heute wird, aber in gleichen Maßen auch die Relevanz eines sicheren und effizienten Verteilnetzbetriebs für das Gesamtsystem steigt. Der Verteilnetzbetreiber muss einen Beitrag zur Systemsicherheit leisten und der ordnungspolitische Rahmen muss den tatsächlichen Verantwortungen gerecht und daher weiterentwickelt werden.

Die im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen bilden die Quelle der Flexibilität für das gesamte Energieversorgungssystem – eine Koordinierung von alternativen und konkurrierenden Anwendungszwecken ist notwendig. Das zukünftige Rollenbild des Verteilnetzbetreibers wird stark durch den Koordinierungsmechanismus geprägt.

Es können drei wichtige neue Aufgaben des Verteilnetzbetreibers identifiziert werden, die unabhängig von der Ausgestaltung des Koordinierungsmechanismus sind („no regret“):

1. Grundlage aller zukünftiger Aufgaben und Rollen ist eine Transparenz und Prognose des Netzzustands im Verteilnetz.

Der Verteilnetzbetreiber ist verantwortlich für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb in seinem Netz – dazu müssen Engpässe frühzeitig erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen auf effizienteste Art und Weise eingeleitet werden. Zur Beherrschung der damit verbundenen komplexen Prozesse mit hohem Automatisierungsgrad müssen vorausschauende Netzzustandsbewertungen durchgeführt und Maßnahmen eingesetzt. Dazu bedarf es Online- und Planungsdaten von am Markt agierenden Erzeugungsanlagen, Speichern sowie große Verbrauchern. Der Zugriff auf kontinuierlich aktualisierte Stammdaten ermöglicht dabei eine eindeutige Zuordnung der Daten.

2. Der Verteilnetzbetreiber nutzt Flexibilitäten für Engpassmanagement – im Idealfall kann das Potenzial aller angebotenen Flexibilitäten genutzt werden.

In der Netzplanung müssen stärker als heute die Nutzung von Flexibilitäten und Investitionen in Netzinfrastruktur gegeneinander abgewogen werden.

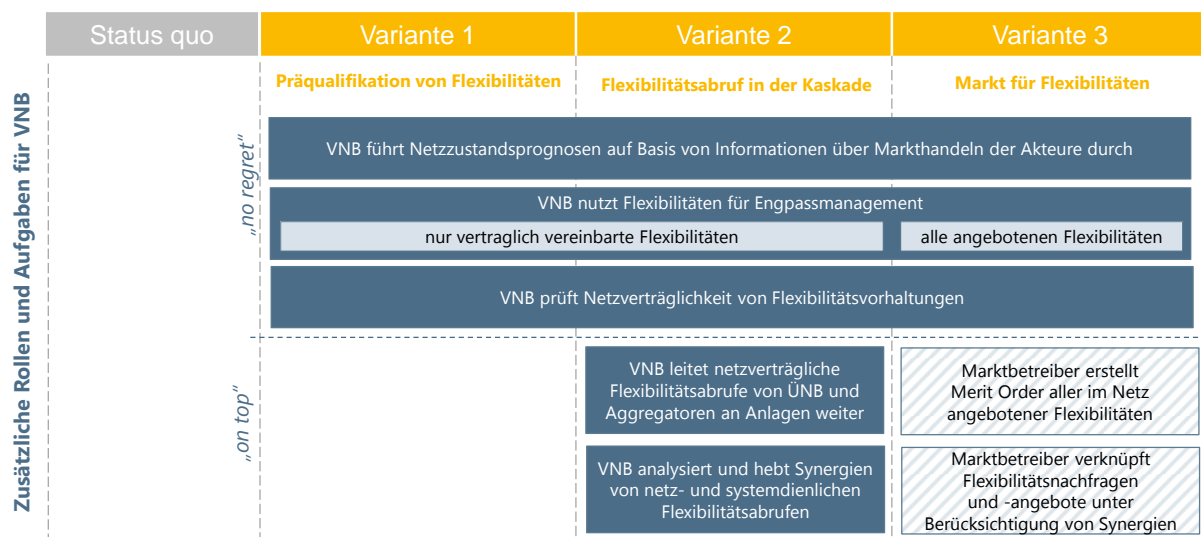


Abbildung 40: Zusätzliche Rollen und Aufgaben des Verteilnetzbetreibers

Die Nutzung von Flexibilitäten von Einspeisungen, Lasten und Speicher für Engpassmanagement durch den VNB muss ausgestaltet werden (Zugang, Bilanzierung und Vergütung).

3. Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, muss der Verteilnetzbetreiber zukünftig stärker in den Flexibilitätsabruf Dritter in seinem Netz eingebunden sein und die Netzverträglichkeit der kurzfristigen Flexibilitäten bestätigen.

Ein sicherer Netzbetrieb in Zukunft kann nur funktionieren, wenn die lokale Netzsicherheit gewährleistet ist. Daher muss der Verteilnetzbetreiber zukünftig stärker in den Flexibilitätsabruf Dritter in seinem Netz eingebunden sein und die Netzverträglichkeit der kurzfristigen Flexibilitäten bestätigen.

Darüber hinaus ergeben sich weitere Aufgaben für den Verteilnetzbetreiber je nach Art der Koordination („on top“):

In der Lösungsvariante 2 („Flexibilitätsabruf in der Kaskade“) würden zusätzliche Aufgaben für den Verteilnetzbetreiber entstehen. In einer engen betrieblichen Abstimmung müssen Abrufsignale geprüft und weitergeleitet sowie Synergien identifiziert und gehoben werden. Erste indikative Analysen zeigen jedoch, dass das Nutzenpotenzial nicht besonders hoch ist.

Ein Markt für Flexibilitäten (Lösungsvariante 3) würde durch einen neutralen Marktbetreiber betrieben werden. Die Aufgabe des Verteilnetzbetreibers in einem solchen Markt ist die Unterstützung des Marktprozesses mit technischen Daten zu Sensitivitäten und Netzverträglichkeiten. Der Verteilnetzbetreiber agiert als Nachfrager auf dem Markt für Flexibilitäten.

5 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

5.1 Schlussfolgerungen

1. Im Verteilnetz angeschlossene Lasten, Einspeisungen und Speicher bilden die zukünftige Quelle der Flexibilität¹ für Markt, System und Netz.
2. Da die Flexibilität der im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen für marktliches Handeln, aber nachfolgend auch für netz- und systemdienliche Zwecke im Verteil- und Übertragungsnetz eingesetzt werden, bedarf es einer Koordinierung.
3. Im Status quo fehlt eine solche Koordinierung der Nutzung von Flexibilitäten, sodass ein effizienter Einsatz der Flexibilitäten unter Berücksichtigung der Netzsicherheit und Synergien nicht sichergestellt ist – es besteht Handlungsbedarf.
4. Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, muss der VNB zukünftig stärker in den Flexibilitätsabruf Dritter in seinem Netz eingebunden sein und die Netzverträglichkeit² der netz- und systemdienlichen Nutzung von Flexibilitäten prüfen.
5. Um die Netzverträglichkeit analysieren zu können, muss der VNB Kenntnis über geplante Einsätze von Einspeisungen, Lasten und Speichern sowie über von Dritten vertraglich vereinbarte netz- und systemdienliche Flexibilitätsvorhaltung in seinem Netz besitzen.
6. Auch in städtischen Verteilnetzen sollten zukünftig Flexibilitäten von Lasten, Speichern und Einspeisungen für Engpassmanagement genutzt werden und die Flexibilitätsnutzung gegen Netzausbau abgewogen werden dürfen, um Kosten zu reduzieren.
7. Zusätzliche Kosten entstehen dann, wenn Flexibilitäten vorgehalten, aber nicht genutzt werden und insbesondere dann, wenn die Flexibilitäten dem Verteilnetzbetreiber nicht für Engpassmanagement zur Verfügung stehen.
8. Durch eine Aggregation aller angebotenen Flexibilitäten zu einem Markt für Flexibilitäten (Variante 3) kann das ungenutzte Vorhalten von Flexibilitäten verhindert und Kosteneinsparungen erreicht werden.

5.2 Handlungsempfehlungen

1. Transparenz über aktives Handeln im Netz herstellen

Der Verteilnetzbetreiber muss Informationen über geplante aktive Steuerungen von Einspeisungen, Lasten und Speichern sowie Transparenz über von Dritten vertraglich vereinbarten Flexibilitätsvorhaltungen erhalten. Nur damit kann ein sicherer und effizienter Netzbetrieb in Zukunft gewährleistet werden.

Der Detailgrad der Informationen und der prozessuale Ablauf des Informationsaustauschs muss gemeinsam mit allen handelnden Parteien erarbeitet werden.

2. Einführung eines aktiven Engpassmanagements für Verteilnetzbetreiber

Die Nutzung von Flexibilitäten von Einspeisungen, Lasten und Speicher für Engpassmanagement durch den Verteilnetzbetreiber muss ausgestaltet werden. Dabei sind Zugang, Bilanzierung und

Vergütung zu klären. In der Netzplanung sollte der Verteilnetzbetreiber Netzausbau und Flexibilitätseinsatz gegeneinander abwägen dürfen – der Ordnungsrahmen muss entsprechend angepasst werden.

Nicht in allen Netzen treten Engpässe auf, sodass die technische Umsetzung des Engpassmanagements nicht für alle Netzbetreiber gleichermaßen notwendig ist. Allerdings sollten flächendeckend den Anlagen im Verteilnetz der Zugang zu Märkten für Systemdienstleistungen ermöglicht werden.

3. Präqualifikation kurzfristiger Flexibilitätsvorhaltung ausgestalten

Ein sicherer Netzbetrieb in Zukunft kann nur funktionieren, wenn die lokale Netzsicherheit gewährleistet ist. Daher muss der Verteilnetzbetreiber zukünftig stärker in den Flexibilitätsabruf Dritter in seinem Netz eingebunden sein und die Netzverträglichkeit der kurzfristigen Flexibilitäten bestätigen. Die aus der Netzverträglichkeitsprüfung resultierenden Konsequenzen für den Flexibilitätsabruf (einschließlich eventueller Entschädigungen), Spezifikation der methodischen und prozessualen Umsetzung (einschließlich des Informationsbedarfs) und eventuelle Anpassung des Ordnungsrahmens sind auszugestalten.

4. Perspektivisch Markt für Flexibilitäten ausgestalten

Zusätzliche Kosten entstehen, wenn Flexibilitäten vorgehalten, aber nicht genutzt werden und insbesondere dann, wenn die Flexibilitäten dem Verteilnetzbetreiber nicht für Engpassmanagement zur Verfügung stehen. Durch eine Aggregation aller angebotenen Flexibilitäten zu einem Markt für Flexibilitäten kann das ungenutzte Vorhalten von Flexibilitäten verhindert und damit Kosteneinsparungen erreicht werden.

Es wird empfohlen, dessen Ausgestaltung weiter zu konkretisieren und dem identifizierten Nutzen die mit der Umsetzung entstehenden Kosten gegenüberzustellen.

5.3 Roadmap

Es wird empfohlen, dass die gewonnenen Erkenntnisse zeitnah umgesetzt werden. In einer Ausgestaltungsphase bis Ende des Jahres 2017 sollten die Netzverträglichkeitsprüfung, die Datenbasis für vertraglich vereinbarte Flexibilitäten, der Informationsaustausch über geplante Einsatz von Lasten, Einspeisungen und Speichern sowie das Engpassmanagement im Verteilnetz mit Flexibilitäten ausgestaltet werden. Parallel muss die ordnungspolitische Umsetzung voran getrieben werden.

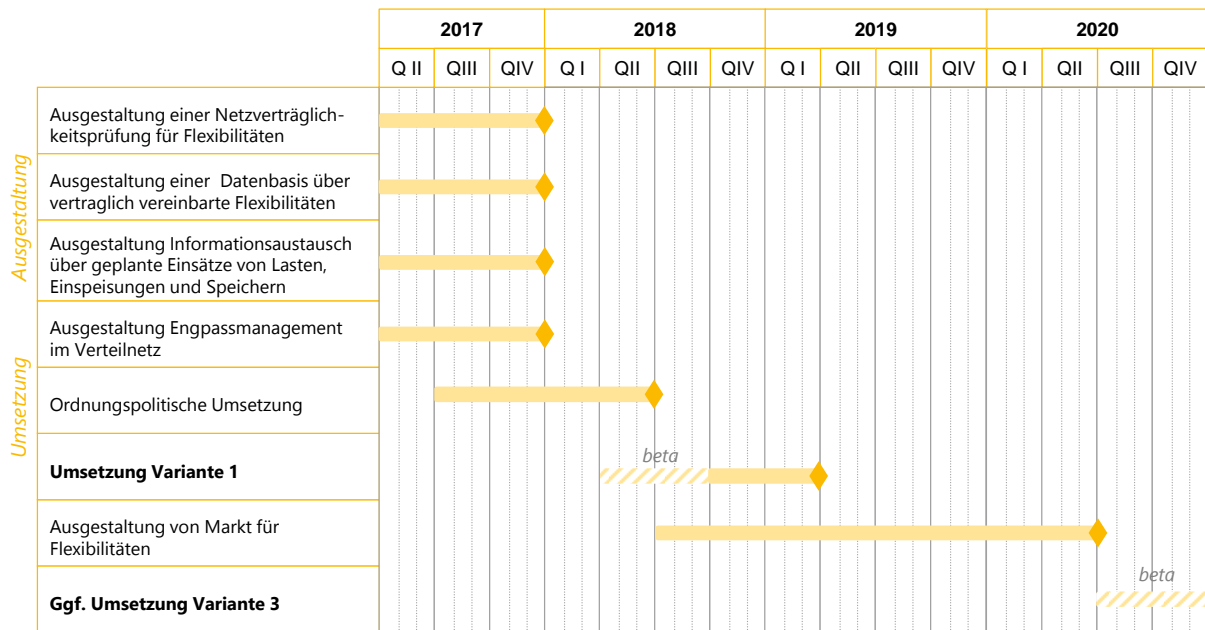


Abbildung 41: Roadmap zur Umsetzung der Erkenntnisse

Die ordnungspolitische Umsetzung sollte bis Mitte 2018 erfolgen. Die operative Umsetzung der ersten Variante ist in der ersten Hälfte des Jahres 2019 anzustreben. Allerdings ist dies nicht in allen Verteilnetzen notwendig, da viele Verteilnetze von den beschriebenen Entwicklungen bis zu diesem Zeitpunkt noch nicht betroffen sein werden.

Ein Markt für Flexibilitäten verspricht hohe Effizienzpotenziale, allerdings sind einige Fragen der konkreten Ausgestaltung zu erarbeiten. Es wird empfohlen eine weiterführende Evaluierung und Ausgestaltung durchzuführen und perspektivisch ab dem Jahr 2020 mit einer Einführung zu beginnen.

ANHANG

A. Annahmen

B. Abbildungsverzeichnis

A. Annahmen

A.1 Annahmen zur Erstellung des bedarfsgeführten Lastganges

Für jeden Netznutzertypen wird eine typische Jahreszeitreihe ermittelt.

- Für **Haushalts- und Gewerbekunden** werden dabei Standardlastprofile verwendet. Zu Gewerbe wird auch Landwirtschaft gezählt.
- Zur Modellierung der Netznutzung von **Industriekunden und EE-Erzeugungsanlagen** dienen Messzeitreihen von repräsentativen Beispielanlagen aus der jeweiligen Region. Bei Industriekunden wird sie entsprechend der individuellen Anschlussleistung skaliert.
- Da **Kleinspeicher** meistens in Verbindung mit einer PV-Anlage installiert werden, ist die Speicherzeitreihe so konzipiert, dass sie – ausgehend von einer PV-Anlage mit durchschnittlicher Leistung – den Eigenverbrauch optimiert. Die Ladeleistung wird zu 5 kW und die Speichermenge zu 7 kWh angenommen.
- Bei **E-PKW** wird davon ausgegangen, dass der Großteil der Fahrzeuge über Nacht am Hausanschluss mit einer Einzelladeleistung von 3,7 kW geladen wird. Die Ladezeiten sind aus der FfE-Studie *Netzstabilisierung mit Elektromobilität*²⁹ abgeleitet und Gleichzeitigkeiten berücksichtigt.
- Für **Wärmepumpen** wurde ebenfalls ein Standardlastprofil verwendet. Die durchschnittliche, installierte Leistung (ohne Heizstab) wird zu 4 kW angenommen.

A.2 Annahmen zur Berechnung der Flexibilitätspotenziale

Allgemeiner Ansatz: Das Flexibilitätspotential wird modelliert als die maximal zulässige Abweichung des momentanen Leistungsbezugs vom bedarfsgeführten Fall, die für den Netznutzungstyp akzeptabel ist. Dabei werden für jede Stunde jeweils ein Wert für positives Flexibilitätspotential (Einspeiserhöhung bzw. Lastreduktion) und ein Wert für negatives Flexibilitätspotential (Einspeisereduzierung bzw. Lasterhöhung) bestimmt.

- **DSM bei Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden:**
Pauschal wird eine maximal mögliche Abweichung vom bedarfsgesteuerten Lastgangs von 15 % für positive sowie für negative Flexibilität angenommen.
- **Photovoltaik und Wind:**
Das negative Flexibilitätspotenzial entspricht dem momentanen Einspeisewert, also einer Abschaltung der Anlage. Da positive Flexibilität nur durch eine gedrosselte Einspeisung möglich wäre, was bei umlagevergüteter Einspeisung sehr hohe Opportunitätseinnahmen und damit einen sehr hohen Preis für die Flexibilitätsbereitstellung zur Folge hätte, wird die Nutzung nicht modelliert und daher das positive Flexibilitätspotential zu 0 kW angenommen.
- **Biomasse:**
Wie bei Wind und Photovoltaik entspricht das negative Flexibilitätspotential der momentanen Einspeisung aus der bedarfsgeführten Zeitreihe. Das positive Flexibilitätspotential entspricht der Differenz aus der installierten Leistung und der momentanen Einspeisung.
- **Kleinspeicher:**
Kleinspeicher dienen in erster Linie der Eigenverbrauchsoptimierung. Daher wird angenommen, dass nur 20 % der Speicherkapazität zur Flexibilitätsbereitstellung angeboten werden. Die

²⁹ https://www.ffe.de/download/article/551/Pr_175_Nobis_Philipp.pdf

maximale Ladeleistung wird durch den bedarfsgeführten Leistungsaustausch mit dem Netz eingeschränkt. Außerdem wird davon ausgegangen, dass ein gleichmäßiger Leistungsaustausch für eine Stunde gewährleistet sein muss, sodass 20 % der 7 kWh nur mit 1,4 kW eingespeichert bzw. ausgespeichert werden können.

■ **E-PKW:**

Für E-PKW wird eine maximale Verschiebedauer von 7 Stunden angenommen. Bei der Verfügbarkeit ist berücksichtigt, dass nur in Zeiten geladen werden kann zu denen der E-PKW am heimischen Netzanschluss angeschlossen ist, d. h. insbesondere über Nacht. Werktage und Wochenendtage werden bei der Modellierung unterschieden.

■ **Wärmepumpe:**

Bei der Wärmepumpe wird zwischen der Sommerperiode mit geringer, bedarfsgeführter Last und der Winterperiode mit sehr hoher, bedarfsgeführter Last unterschieden. Unter Berücksichtigung der Durchdringung von Wärmepumpen wird für positive Flexibilität im Winter 50 % der momentanen Leistung angenommen, im Sommer 0 kW. Für negative Flexibilität wird im Winter 0 kW angenommen und im Sommer 25 %.

In der folgenden Tabelle ist die Spannweite des positiven und negativen Flexibilitätspotentials für alle Netznutzertypen dargestellt. Das maximale, positive Flexibilitätspotential gibt den im Jahresverlauf höchsten Wert zur Einspeiserhöhung beziehungsweise Lastreduktion an und das minimale, positive Potenzial den im Jahresverlauf niedrigsten Wert. Analog verhält es sich mit dem negativen Flexibilitätspotential.

A.3 Kostenannahmen der Netzberechnungen

Für den konventionellen Netzausbau werden folgende Kosten angenommen:

- Ortsnetztransformator: 25 EUR / kVA
- MS-Kabel: 100.000 EUR / km

Als Kosten der Flexibilität werden technologiescharf Gebotspreise angenommen, zu denen die Netznutzer bereit seien das Potential ihrer Anlagen zur Verfügung zu stellen. Die Merit-Order-List ist in der Abbildung 42 dargestellt. Speichertechnologien bieten am günstigsten an, DSM-Potential der Nachfrage ist teurer und Erzeugungsanlagen stehen ganz oben in der Merit-Order-Liste. Die genauen Preise sind in Abbildung 44 aufgeführt. Zur erfolgreichen Prüfung der Belastbarkeit der Simulationen werden die Preise für die Flexibilitäten variiert. Die Matrix in Abbildung 42 zeigt das Spektrum der Variation. Als Preisniveau ist der Durchschnittliche Preis für positive Flexibilität angegeben.

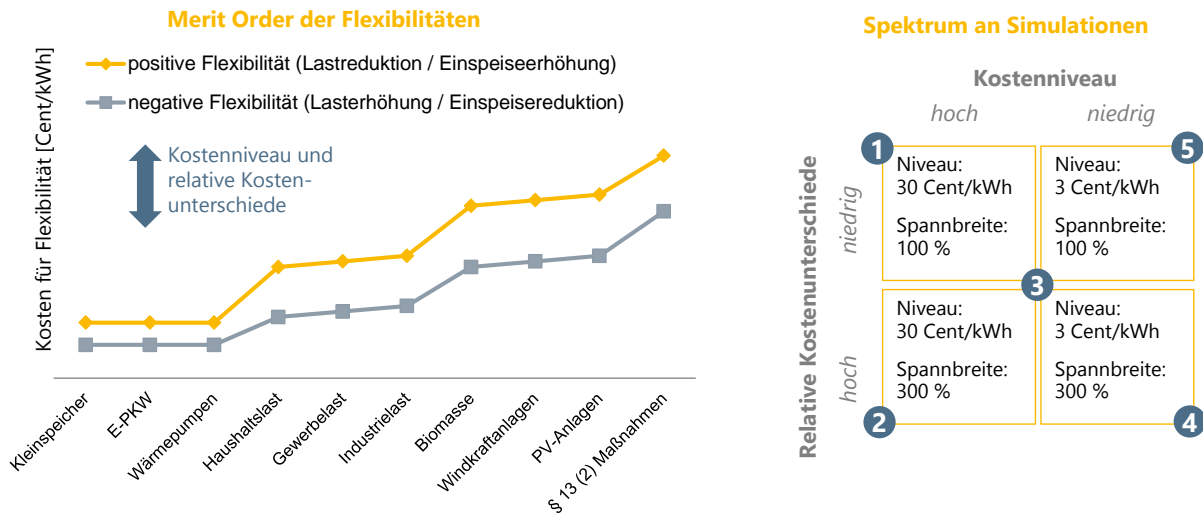


Abbildung 42: Spektrum an Kostenannahmen für Flexibilitäten

	Positiv (Lastreduktion/Einspeiseerhöhung)		Negativ (Lasterhöhung/Einspeisereduzierung)
Speicher (E-PKW, Kleinspeicher)	Kosten für rückgespeiste Energie	>	Beitrag für Verschleiß und Hardware
Lasten (Wärmepumpen, Haushalts-, Gewerbe- und Industrielasten)	Kosten für Opportunität der Stromnutzung	>	Beitrag für Verschleiß und Hardware
Erzeugungsanlagen (Biomasse, Windkraft-, PV-Anlage)	Kosten für gedrosselte Fahrweise zur Abruftbereitschaft	>	Kosten für entgangenen Markterlös

Abbildung 43: Relative Kostenunterschiede der Flexibilitätspotenziale

	Positive Flexibilität			Negative Flexibilität		
	Most likely (Simulation)	Min.	Max.	Most likely (Simulation)	Min.	Max.
Elektrische Kleinspeicher	0,10	0,02	0,21	0,02	0,01	0,04
E-PKW	0,11	0,03	0,22	0,02	0,01	0,04
Wärmepumpe	0,12	0,03	0,26	0,03	0,01	0,04
Haushalt	0,15	0,04	0,27	0,03	0,01	0,04
Gewerbe	0,16	0,04	0,28	0,03	0,01	0,04
Industrie	0,16	0,04	0,30	0,03	0,02	0,04
Biomasse	0,20	0,04	0,38	0,05	0,02	0,07
Windenergieanlage	0,21	0,05	0,39	0,05	0,02	0,07
PV-Anlage	0,23	0,06	0,40	0,05	0,02	0,08
Abregelung von Anlagen	0,50	0,50	0,50	0,1	0,1	0,1

Abbildung 44: Übersicht der Annahmen für Flexibilitätskosten [Ct/kWh]

A.4 Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs im Übertragungsnetz

Die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Abrufe von Redispatch und Minutenregelleistung aus dem Jahr 2015 dienen als Zeitreihe zur Modellierung des Flexibilitätsbedarfs zum Engpassmanagement im Übertragungsnetz beziehungsweise zur Systemstabilisierung

(Frequenzhaltung). Ziel ist es den notwendigen Beitrag der einzelnen Modellregionen zu quantifizieren und in den Simulationen zu berücksichtigen. Die Leistung ist daher auf die Modellregionen skaliert. Bei den Redispatchmaßnahmen werden dabei nur Abrufe aus Kraftwerken berücksichtigt, die in der räumlichen Nähe zu der jeweiligen Modellregion liegen. Die Abrufleistung wird auf alle Umspannwerke verteilt, die aufgrund ihrer geografischen Lage geeignet sind, sich an der geforderten Maßnahme zu beteiligen. Bei Regelleistungsabrufen sind das alle Umspannwerke in Deutschland.

B. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Anlagen im Verteilnetz dienen als Flexibilitätsquelle für viele Anwendungszwecke	1
Abbildung 2: Methodisches Vorgehen der Studie	2
Abbildung 3: Neue Aufgaben des Verteilnetzbetreibers	
Abbildung 4: Simulationsergebnisse	
Abbildung 5: Vielzahl an neuen, am Energiemarkt agierenden Anlagen im Verteilnetz	2
Abbildung 6: Verteilnetzbetreiber ermöglicht Markthandeln der Akteure	3
Abbildung 7: Zukünftig steigt das Flexibilitätspotenzial und verlagert sich zunehmend in das Verteilnetz	5
Abbildung 8: Jährliche Redispatchvolumina in Deutschland	6
Abbildung 9: Anlagen im Verteilnetz dienen als Flexibilitätsquelle für viele Anwendungszwecke	7
Abbildung 10: Ein unkoordinierter Flexibilitätsabruf kann die Netzsicherheit gefährden	9
Abbildung 11: Unkoordinierter Zugriff verhindert Nutzung von Synergien	10
Abbildung 12: Unkoordinierter Zugriff kann die ungenutzte Vorhaltung von Kapazitäten verhindern	11
Abbildung 13: Methodisches Vorgehen	12
Abbildung 14: Übersicht der im Rahmen der Studie entwickelten Lösungsvarianten	14
Abbildung 15: Präqualifikation von Flexibilitätsleistungen	15
Abbildung 16: Prozess einer Präqualifikation von Flexibilitäten (Lösungsvariante 1)	16
Abbildung 17: Vor- und Nachteile der Lösungsvariante 1	17
Abbildung 18: Flexibilitätsabruf in der Kaskade	18
Abbildung 19: Fallbeispiel für Synergien im Flexibilitätsabruf	18
Abbildung 20: Prozess eines Flexibilitätsabrufs in der Kaskade	20
Abbildung 21: Vor- und Nachteile der Lösungsvariante 2	20
Abbildung 22: Markt für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente	22
Abbildung 23: Vor- und Nachteile der Lösungsvariante 3	22
Abbildung 24: Weiterentwicklung von Regelleistung und Engpassmanagement auf ÜNB-Ebene	23
Abbildung 25: Methodisches Vorgehen der Simulationen	25
Abbildung 26: Betrachtetes Zukunftsszenario 2035	26
Abbildung 27: Betrachtete städtische Region im Netzgebiet der Rheinischen Netzgesellschaft	27
Abbildung 28: Jahresdauerlinie der Netzbelastung	28

Abbildung 29: Exemplarische Zeitreihe an einer Ortsnetzstation (48 Stunden)	28
Abbildung 30: Überlastete Ortsnetztransformatoren in der städtischen Modellregion (2035)	29
Abbildung 31: Überlastete Leistungsabschnitte im Zeitverlauf	29
Abbildung 32: Flexibilitätsbedarf des Verteilnetzbetreibers in der städtischen Modellregion	30
Abbildung 33: Modellierte Abrufe von Redispatch- und Regelleistung im betrachteten Netzgebiet	31
Abbildung 34: Abwägung zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung	32
Abbildung 35: Ländliche Modellregion mit hoher Leistung an PV-Anlagen	33
Abbildung 36: Jahresdauerlinie der zukünftigen Netzbelastung	34
Abbildung 37: Flexibilitätsbedarf im ländlichen Verteilnetz mit hoher Leistung an PV-Anlagen	35
Abbildung 38: Potenzielle Synergien zwischen unterschiedlichen Anwendungszwecken	36
Abbildung 39: Übersicht der Simulationsergebnisse	37
Abbildung 40: Zusätzliche Rollen und Aufgaben des Verteilnetzbetreibers	38
Abbildung 41: Roadmap zur Umsetzung der Erkenntnisse	42
Abbildung 42: Spektrum an Kostenannahmen für Flexibilitäten	46
Abbildung 43: Relative Kostenunterschiede der Flexibilitätspotenziale	46
Abbildung 44: Übersicht der Gebotspreise für Flexibilitäten [Ct/kWh]	46

KOMPETENZ
IN ENERGIE



E-Bridge
Kompetenz in Energie