



Ökonomische Bewertung des Nutzens lokaler Koordinationsmechanismen in der Stromversorgung

Kurzstudie im Auftrag der Siemens AG und der Allgäuer Überlandwerk GmbH

Endbericht, März 2021

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
<http://www.ewi.uni-koeln.de>

Autoren

Dr. Johannes Wagner
Nils Namockel
Konstantin Gruber

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln durch Dritten ist ausgeschlossen. Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	1
1 Einleitung	4
2 Lokale Koordinationsmechanismen	6
2.1 Charakteristik und Einordnung lokaler Märkte	6
2.2 Ökonomische Bewertung lokaler Koordination	8
2.2.1 Nutzen von lokaler Koordination	8
2.2.2 Kosten und Nachteile von lokaler Koordination	10
3 Abschätzung des Nutzens lokaler Koordination	12
3.1 Endkundenpräferenzen für lokal erzeugten Strom	12
3.1.1 Empirische Belege für zusätzliche Zahlungsbereitschaften	13
3.1.2 Zusammenfassung und Beurteilung der empirischen Belege	15
3.2 Einsparungen durch Vermeidung von Netzausbau	16
3.2.1 Vermeidbarer Netzausbau auf Verteilnetzebene (Deutschland)	17
3.2.2 Vermeidbarer Netzausbau auf Verteilnetzebene (Bundesländer)	21
3.2.3 Gesamtfazit zum vermiedenen Netzausbau	24
3.3 Methodik zur Gesamtnutzenabschätzung	27
4 Ausgewählte regulatorische Aspekte lokaler Koordination	29
4.1 Anreizregulierung und Unbundling	29
4.2 EEG-Fördermechanismen	31
4.3 Umlagen- und Abgabensystematik	35
4.4 Bilanzkreissystematik	38
Literaturverzeichnis	40
Abkürzungsverzeichnis	44
Abbildungsverzeichnis	45
Anhang	46
A.1 Zahlungsbereitschaften aus Mattes (2012)	46
A.2 Zahlungsbereitschaften aus Sagebier et al. (2013)	47
A.3 Zahlungsbereitschaften aus Rommel et al. (2016)	48
A.4 Zahlungsbereitschaften aus Mengelkamp et al. (2019)	49
A.5 Zahlungsbereitschaften aus Hackbarth und Löbbe (2020)	50
A.6 Netzausbaukosten in Abhängigkeit des Betrachtungszeitraums (Deutschland)	51
A.7 Netzausbaukosten in Abhängigkeit des Betrachtungszeitraums (Bundesländer)	52

Kurzfassung

Zur Erreichung der Klimaziele wird sich das deutsche Stromsystem in den kommenden Jahren weiter verändern. Der damit forcierte strukturelle Wandel geht mit einer Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung der Stromversorgung einher. Auf der einen Seite schreitet der Ausbau der Erneuerbaren Energien weiter voran. Auf der anderen Seite steigt die Durchdringung von neuen Verbrauchern wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Für die Anforderungen, die sich aus dieser Dynamik ergeben, müssen bestehende Ordnungsmechanismen überprüft werden. Neben den bestehenden, zentral organisierten Marktstrukturen werden dabei zunehmend neue lokale Organisationsformen diskutiert.

Die vorliegende Studie analysiert lokale Koordinationsmechanismen aus ökonomischer Perspektive. Dazu werden Vor- und Nachteile von lokaler Koordination dargestellt und eingeordnet. Es erfolgt eine Abschätzung des Nutzens lokaler Koordination für zwei, ausgewählte Aspekte auf Basis existierender Literatur - dazu zählen die Deckung von Nachfrage nach lokal erzeugter Energie im Zusammenhang mit zusätzlichen Zahlungsbereitschaften für lokal erzeugten Strom sowie die Vermeidung von Verteilnetzausbau durch dezentrale Flexibilität. Weiterhin werden ausgewählte regulatorische Aspekte beleuchtet, die ein Hindernis für die Umsetzung darstellen. Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse der Studie dargestellt.

Der potenzielle ökonomische Nutzen von lokalen Märkten ergibt sich aus der Koordination lokalen Angebots mit Nachfrage nach lokal erzeugtem Strom, lokaler Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität oder lokaler Bereitstellung von Versorgungssicherheit.

- Nur wenn sowohl ein lokales Angebot als auch eine lokale Nachfrage koordiniert werden, besteht Bedarf für einen zusätzlichen lokalen Koordinationsmechanismus.
- Für die Bewertung des Nutzens lokaler Märkte ist eine Bewertung des durch Flexibilitäts-einsatz vermeidbaren Netzausbaus und die Quantifizierung der zusätzliche Zahlungsbereitschaften für lokal erzeugten Strom sowie für die lokale Bereitstellung von Versorgungssicherheit erforderlich.
- Den Nutzenaspekten stehen zusätzliche Kosten lokaler Koordination gegenüber, die durch Transaktionskosten, Marktkonzentration und Marktmacht sowie eingeschränkte Liquidität entstehen können. Für eine Gesamtbewertung des deutschlandweiten Potenzials ist somit eine Abwägung dieser Faktoren erforderlich.

Bestehende empirische Studien zeigen Indizien für die Existenz zusätzlicher, marginaler Zahlungsbereitschaften für lokal erzeugte Energie, es besteht jedoch erheblicher weiterer Forschungsbedarf für die Verallgemeinerung dieser Ergebnisse auf Gesamtdeutschland.

- Der Umfang der vorliegenden Literatur zu Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom ist begrenzt. Die ermittelten Ergebnisse sind selten repräsentativ für Deutschland, da oft nur einzelne Regionen oder Stichproben durch Personenbefragungen in den Studien abgebildet werden.

- Den Indizien für die Existenz von Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom stehen einige weitere Motive zur Teilnahme an lokalen Märkten bzw. am P2P-Trading entgegen. Endkunden sind oft lediglich am günstigsten Strompreis interessiert. Zudem sind marginale Zahlungsbereitschaften schwer zu interpretieren, da selten die maximale marginale Zahlungsbereitschaft (bspw. für Grünstrom) tatsächlich realisiert werden kann.
- Für die Quantifizierung der Zahlungsbereitschaften besteht erheblicher weiterer Forschungsbedarf, beispielsweise durch empirische Datenerhebungen in unterschiedlichen Regionen unter Einbezug der Teilnahmebereitschaften an lokalen Koordinationsmechanismen. Gleiches gilt für Zahlungsbereitschaften für lokal bereitgestellte Versorgungssicherheit.

Dezentrale Flexibilität kann in bestehenden Studien einen erheblichen Beitrag zur Vermeidung von Verteilnetzausbau leisten, der konkrete potenzielle Beitrag lokaler Märkte zur Nutzung dieser Flexibilitäten ist allerdings noch nicht geklärt.

- Entsprechend den Ergebnissen der betrachteten Studien können sich die Gesamtkosten durch den vermiedenen Netzausbau relativ um bis zu 57 % oder absolut um bis zu 2,4 Mrd. €/a verringern.
- Die Ergebnisse der Studien sind sehr divers und der prognostizierte Ausbaubedarf der Verteilnetze ist stark durch die in den Studien getroffenen Annahmen getrieben. Unsicherheiten hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Entwicklung des Strombedarfs in den Endverbrauchssektoren erschweren eine genaue Kostenabschätzung. Die jährlichen Verteilnetzinvestitionen in der deutschlandweiten Betrachtung schwanken daher studienübergreifend stark von 0,9 Mrd. €/a bis zu 7,7 Mrd. €/a.
- Offen bleibt in den Studien zumeist auf welche Weise die Nutzbarmachung der Flexibilitätsoptionen erfolgt. Dazu würden verschiedene Mechanismen zur Verfügung stehen, wobei ein lokaler Markt für Flexibilität lediglich eine Option darstellt. Unklar ist, ob die betrachteten Flexibilitätsoptionen ihr volles Potenzial durch lokale Märkte entfalten können.

Im Ergebnis kann also gezeigt werden, dass Indizien für zusätzliche Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom vorhanden sind und dass durch lokale Flexibilität Verteilnetzausbau vermieden werden kann. Offen bleibt allerdings, wie hoch der potenzielle quantitative Nutzen lokaler Märkte für Deutschland ist. Bestehende Studien liefern hier keine ausreichende Datengrundlage. Folglich bedarf es weiterer Forschung, um Methodiken zu entwickeln und diese für die quantitative Bewertung lokaler Koordinationsmechanismen anzuwenden (vgl. Kapitel 3.3).

Die praktische Umsetzbarkeit von lokalen Marktmechanismen wird aufgrund von Hemmnissen im aktuellen Regulierungsrahmen stark eingeschränkt.

- Um Netzengpässe durch lokale Koordination zu beseitigen, müsste u.a. der Verteilnetzbetreiber auf Flexibilitäten zugreifen und diese nutzen können. Die aktuelle Ausgestaltung der Regulierung von Verteilnetzbetreibern sorgt allerdings dafür, dass Netzausbau gegenüber der Nutzung von Flexibilitäten nicht gleichrangig ist (vgl. Kapitel 4.1).

- Unbundlingvorschriften erschweren die Weitergabe von Informationen, die zur Engpassbehebung benötigt werden. Bei weniger stark entflochtenen Verteilnetzbetreibern könnte durch die Weitergabe von Informationen zu Engpasssituationen und den verfügbaren Flexibilitätsoptionen ein Diskriminierungspotenzial entstehen (vgl. Kapitel 4.1).
- Auf Grund des Doppelvermarktungsverbots ist die Teilnahme an lokalen Strommärkten praktisch lediglich für ausgeförderte EEG-Anlagen wirtschaftlich interessant (vgl. Kapitel 4.2).
- Die aktuelle Systematik von Abgaben- und Umlagen im Endverbraucherpreis für Strom bietet kaum einen Anreiz für die Bereitstellung von Flexibilität. Der arbeitsbezogene Strompreis führt zu einer Privilegierung des Eigenverbrauchs selbsterzeugten Stroms gegenüber der Netzeinspeisung und dem Netzbezug und hemmt Flexibilitätsbereitstellung (vgl. Kapitel 4.3).
- Im bestehenden Bilanzierungssystem kann die Teilnahme von Endverbrauchern an lokalen Märkten zu Ungleichgewichten in den Bilanzkreisen von Energielieferanten führen, die aufgrund von Informationsasymmetrien schwer prognostizierbar sind (vgl. Kapitel 4.4).

Die Analyse der Auswirkungen des aktuellen Regulierungsrahmens auf das Potenzial lokaler Koordinationsmechanismen zeigt, dass für die Teilnahme an lokalen Märkten nur geringe Anreize bestehen. Auf Seiten der Verteilnetzbetreiber hemmen die Anreizregulierung sowie die Unbundlingvorschriften die Beschaffung dezentraler Flexibilitäten und somit auch die Partizipation in lokalen Strommärkten. Haushalte bzw. Prosumer, die für ihre EE-Anlage Förderung durch das EEG erhalten, haben wenig Anreiz ihren Strom, auch auf Grund des Doppelvermarktungsverbotes, anderweitig zu vermarkten. Nach Ablauf der Förderperiode besteht zwar rechtlich die Möglichkeit dazu, allerdings privilegiert die aktuelle Abgaben- und Umlagensystematik Eigenverbrauch gegenüber alternativen Vermarktungsformen. Folglich ist eine Anpassung des Regulierungsrahmens in Bezug auf die genannten Aspekte erforderlich, um das Potenzial lokaler Strommärkte zu heben. Auch hier besteht somit weiterer Forschungsbedarf.

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund des Klimawandels hat die Bundesregierung die Energiewende zu einer Strom- und Wärmeerzeugung basierend auf klimaneutralen Technologien zum Beispiel durch Nutzung von erneuerbaren Energieträgern eingeleitet und forciert. Der damit einhergehende Strukturwandel des Energieversorgungssystems findet insbesondere auf dezentraler Ebene, beispielsweise durch den Ausbau von BHKWs, Solar- und Speicheranlagen in Haushalten oder Quartieren sowie Onshore-Windkraft auf Landkreisebene statt. Dabei muss sichergestellt werden, dass Stromnetze hohe Anteile der dezentral erzeugten und fluktuierender Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen integrieren können.

Diese Entwicklungen spiegeln sich nicht nur im Wandel auf technologischer Ebene, sondern auch im Wandel der Akteursstruktur wider: eine große Anzahl an kleineren Akteuren entsteht und die Trennung zwischen Erzeugern und Nachfragern verschwimmt zunehmend. Diese strukturellen Veränderungen stellen auch die Organisation des Energieversorgungssystems vor zunehmende Herausforderungen. Der Wandel von Technologien und Akteuren erfordert Änderungen bestehender Marktstrukturen. Die heutige Marktorganisation und Regulierung stammen aus einer Zeit, in der die Liberalisierung des Strommarktes und die Entflechtung von vormals vertikal integrierten Monopolisten im Vordergrund stand. Für die Anforderungen, die sich aus der dezentralen Dynamik sowie einer über den Stromsektor hinausgehenden, sektorenübergreifenden Energiewende auf regionaler und überregionaler Ebene ergeben, müssen diese Ordnungsmechanismen überprüft werden.

Neben den bestehenden, zentral organisierten Marktstrukturen werden zunehmend neue lokale Organisationsformen diskutiert. Mit zusätzlichen Koordinationsmechanismen, beispielsweise in Form von lokalen Märkten mit einer entsprechend höheren Granularität, kann Angebot und Nachfrage auf lokaler Ebene koordiniert werden. Dies kann verschiedene ökonomische Vorteile bieten. Beispielsweise könnte durch einen zusätzlichen Koordinationsmechanismus die Abbildung und Beseitigung lokaler Netzengpässe ermöglicht werden. Auch die lokale Breitstellung von Versorgungssicherheit könnte über lokale Strukturen organisiert werden. Zuletzt könnten aus Endkundensicht lokale Märkte dazu beitragen die zunehmende Präferenz für lokal erzeugte Energie zu bedienen.

Hinsichtlich der Umsetzbarkeit lokaler Koordination konnte mit einzelnen Feldtests bereits die technische Realisierbarkeit gezeigt werden (vgl. pebbles). Unklar ist jedoch noch, ob diese Ansätze auch in der Praxis ihren Nutzen entfalten können. Dabei ist entscheidend, wie sich der potenzielle Nutzen von lokaler Koordination gegenüber den zusätzlichen Komplikationen und Kosten aufgrund der höheren Granularität verhält. Neben zusätzlichen Transaktionskosten können insbesondere aus der beschränkten Anzahl an Akteuren auf lokaler Ebene zusätzliche Problematiken in Form von strategischem Verhalten, Ausübung von Marktmacht oder geringer Liquidität entstehen. Zudem ist die Übertragbarkeit des Ansatzes auf weitere Regionen in Deutschland mit unterschiedlichen Versorgungsstrukturen ein wichtiger Faktor. Dazu gilt es u.a. regulatorische Hemmnisse zu beachten und möglicherweise zu beseitigen. Die zentralen ökonomischen Fragestellungen sind

somit welche Kosten und Nutzen sich durch zusätzliche lokale Koordinationsmechanismen ergeben und welche Rahmenbedingungen eine Umsetzung im Energieversorgungssystem ermöglichen.

Im Rahmen dieser Studie werden einige dieser Fragestellungen bearbeitet. Das Kapitel 2 umfasst zunächst die Einordnung lokaler Koordinationsmechanismen und grenzt diese von anderen marktlichen Instrumenten, insbesondere zu Aggregationskonzepten, ab. Außerdem umfasst das Kapitel eine Systematisierung sowohl des Nutzens lokaler Koordinationsmechanismen als auch möglicher Hemmnisse aus ökonomischer Perspektive und liefert somit einen strukturierten Überblick über die relevanten Aspekte. In dem darauffolgenden Kapitel 3 werden ausgewählte Nutzenaspekte basierend auf der vorhandenen Literatur analysiert. Es erfolgt zunächst die Abschätzung von Präferenzen der Endkunden für lokal erzeugte Energie und den damit verbundenen Zahlungsbereitschaften basierend auf bestehenden empirischen Studien (Kapitel 3.1). Anschließend wird in Kapitel 3.2 der mögliche Nutzen durch Vermeidung von Verteilnetzausbau durch die Nutzung und Koordination zusätzlicher lokaler Flexibilität auf Basis existierender Literatur ausgewertet. Basierend auf den Ergebnissen dieser Analysen werden in Kapitel 3.3 methodische Überlegungen zur Abschätzung des aggregierten Nutzens lokaler Koordinationsmechanismen für Deutschland vorgestellt. Da den Nutzenaspekten aber auch Hemmnisse entgegenstehen, widmet sich das Kapitel 4 den regulatorischen Aspekten lokaler Koordinationsmechanismen. Betrachtet und diskutiert werden u.a. die bestehenden Formen der Anreizregulierung und des Unbundlings, der EEG-Fördermechanismen, der Umlagen- und Abgabensystematik sowie der Bilanzkreissystematik. Zudem werden mögliche Hebel aufgezeigt, mit denen eine Umsetzung lokaler Koordinationsmechanismen ermöglicht werden könnte.

2 Lokale Koordinationsmechanismen

In diesem Kapitel erfolgt zunächst die Einordnung lokaler Koordinationsmechanismen sowie die Skizzierung des möglichen Nutzens und potenzieller Nachteile. Dazu wird in Kapitel 2.1 einleitend beschrieben welchen Zweck lokale Märkte erfüllen und wie sich das Konzept von zentralisierten Ansätzen bspw. zur Nutzung dezentraler Flexibilität abgrenzt. In dem folgenden Kapitel 2.2.1 werden dann die verschiedenen möglichen Nutzenkomponenten vorgestellt. Anschließend wird in Kapitel 2.2.2 auf mögliche Nachteile hingewiesen.

2.1 Charakteristik und Einordnung lokaler Märkte

Ein Markt ist ein Koordinationsmechanismus, der auf Basis von Preissignalen Nachfrage und Angebot zum Ausgleich bringt. Im Stromversorgungssystem existieren bereits verschiedene Marktmechanismen, wie zum Beispiel der Day-ahead oder Intraday Markt im Großhandel. Diese Märkte sind zentral organisiert, das heißt die Lokalität der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs spielen eine untergeordnete Rolle. Das Konzept lokaler Märkte besteht darin, zusätzliche Markt- bzw. Koordinationsmechanismen auf lokaler Ebene, beispielsweise in einzelnen Verteilnetzgebieten, zu etablieren. Zur Einordnung von lokalen Märkten in der Stromversorgung ist daher entscheidend, welche zusätzliche Koordinationsfunktion auf lokaler Ebene übernommen werden kann, die nicht durch die bestehenden Marktmechanismen im übergeordneten System abgedeckt werden. Vor diesem Hintergrund ist somit die Frage relevant, welche Nachfragen und welches Angebot einen lokalen Charakter haben, sodass eine entsprechende Koordination der lokalen Nachfrage mit dem lokalen Angebot notwendigerweise dezentral bzw. lokal erfolgen muss.

Zur Verdeutlichung dieser Logik sind in Abbildung 1 verschiedene Kombinationen aus lokalem und zentralem Angebot bzw. lokaler und zentraler Nachfrage schematisch systematisiert. Als lokal/dezentral im Sinne dieser Abbildung ist ein begrenzter Ausschnitt des Stromversorgungssystems unterhalb der Übertragungsebene, beispielsweise ein Verteilnetzgebiet, zu verstehen. Zentral beschreibt, das übergeordnete System, mit dem dieser begrenzte Ausschnitt verbunden ist. Darauf aufbauend werden in Abbildung 1 vier Kombinationen aus lokalem und zentralem Angebot bzw. lokaler und zentraler Nachfrage unterschieden.

Wenn eine zentrale Nachfrage auf zentrales Angebot trifft, findet dies unabhängig auf den übergeordneten Systemebenen beispielsweise im Großhandel statt (Quadrant unten links). Lokale Koordination ist dabei nicht relevant. Eine lokale Nachfrage hingegen kann durch die Bereitstellung des Angebots aus dem übergeordneten System bedient werden. Dieser Fall tritt bei den meisten Stromkunden auf, die auf lokaler Ebene an ein Verteilnetz angeschlossen sind und ihren Strom vom klassischen Energiedienstleister beziehen, der den Strom wiederum zentral am Strommarkt beschafft. Auch hier wird keine Koordination auf lokaler Ebene benötigt (Quadrant oben links).

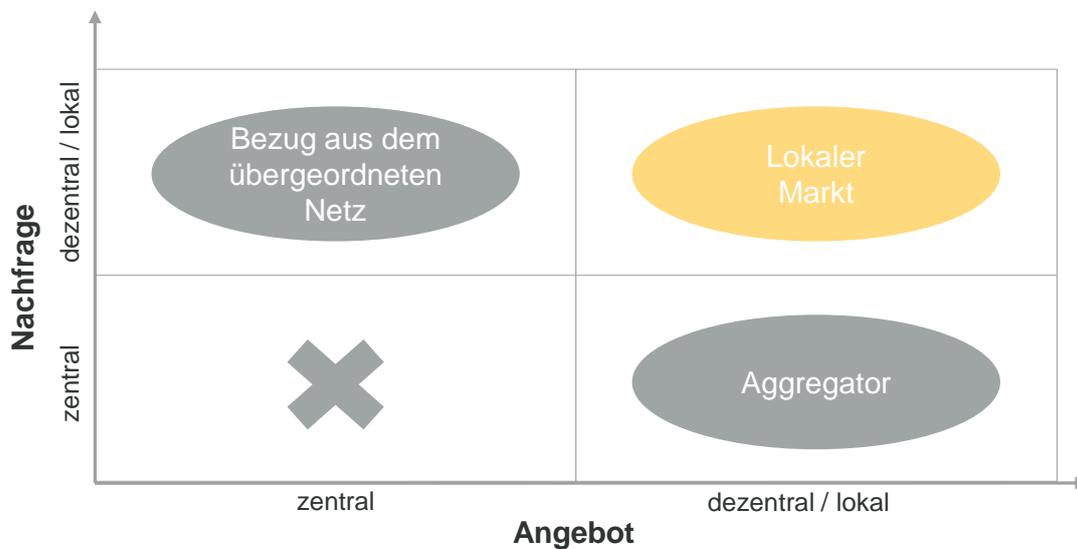


Abbildung 1: Zentralität vs. Dezentralität von Angebot und Nachfrage

Von Interesse aus lokaler bzw. dezentraler Perspektive sind insbesondere die zwei Fälle auf der rechten Seite von Abbildung 1. Diese beschreiben Situationen, in denen ein lokales Angebot koordiniert wird. Dies kann konkret lokal erzeugter Strom oder auch lokal bereitgestellte Flexibilität sein. Dieses lokale Erzeugungs- bzw. Flexibilitätspotential kann dem übergeordneten System zur Verfügung gestellt werden, um Nachfragen auf zentralen Märkten, z.B. dem Spot- oder Regelenergiemarkt, zu bedienen. Diese Situation beschreibt die etablierten Aggregatorenmodelle, die bereits aktuell von verschiedenen Akteuren umgesetzt werden (Quadrant rechts unten). Beispiele für Aggregatoren sind virtuelle Kraftwerke, mit denen kleine, dezentrale Erzeugungsanlagen gebündelt und auf den Strommärkten vermarktet werden. Neben der Teilnahme am Day-ahead und Intraday Markt oder Regelenergiemarkt könnte perspektivisch auch die Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität z.B. im Redispatch ermöglicht werden. Vorteilhaft dabei ist, dass operative Kosten im Vergleich zur Einzelvermarktung gesenkt werden können. Zudem können Unsicherheiten aufgrund der Bündelung einer Vielzahl von EE-Anlagen besser bewältigt werden, beispielsweise da der aggregierte Anlagenbestand besser prognostizierbar ist. Der ökonomische Nutzen dieser Modelle liegt in der zentralen Vermarktung lokaler Erzeugungs- und Flexibilitätspotentiale. Da jedoch keine Koordination von lokaler Nachfrage und lokalem Angebot übernommen wird, kann auch hier noch nicht von lokalen Märkten gesprochen werden.

Nur wenn sowohl ein lokales Angebot als auch eine lokale Nachfrage koordiniert werden, besteht Bedarf für einen zusätzlichen lokalen Koordinationsmechanismus (Quadrant rechts oben). Die für einen lokalen Markt relevante Nachfrage besitzt folglich einen notwendigerweise lokalen Charakter. Dies kann die Nachfrage nach Strom, die Nachfrage nach Flexibilität sowie die Nachfrage nach Versorgungssicherheit sein. Lokale Marktmechanismen sind dann notwendig, wenn diese Nachfragen explizit für die Bereitstellung durch ein entsprechendes lokales Angebot vorliegen. Dies kann der Fall sein, wenn Präferenzen für lokal erzeugten Strom existieren, wenn lokale Flexibilität zur

Vermeidung von Netzengpässen im entsprechenden Verteilnetz eingesetzt wird oder wenn Versorgungssicherheit direkt lokal und nicht über das übergeordnete System bereitgestellt werden soll. Diese drei Fälle werden im Folgenden Kapitel skizziert.

2.2 Ökonomische Bewertung lokaler Koordination

Für eine ökonomische Bewertung lokaler Koordinationsmechanismen gilt es sowohl die Nutzenaspekte als auch mögliche Nachteile und Kosten zu betrachten und gegeneinander abzuwägen. Der nachfolgende Abschnitt widmet sich zunächst dem Nutzen lokaler Koordination. Dazu zählen die Deckung von Nachfrage nach lokal erzeugter Energie, die Vermeidung von Netzengpässen sowie die Bereitstellung von Versorgungssicherheit. Daran anschließend werden die Nachteile und Kosten beleuchtet. Alle aufgeführten Nachteile sowie die zuvor aufgeführten Nutzenaspekte sind für die Bewertung des Potenzials lokaler Koordinationsmechanismen gleichermaßen von Bedeutung.

2.2.1 Nutzen von lokaler Koordination

Für die Bewertung des ökonomischen Nutzens lokaler Koordinationsmechanismen ist entscheidend welche Nachfragen einen explizit lokalen Charakter haben, sodass eine Koordination mit dem entsprechenden lokalen Angebot erforderlich ist. Drei zentrale Aspekte werden im Folgenden dargestellt.

Der erste potenzielle Nutzenaspekt liegt in der **Deckung von Nachfrage nach lokal erzeugter Energie**. Dies ist ökonomisch sinnvoll, wenn bei den Endkunden Präferenzen für lokal erzeugte Energie und damit entsprechende Zahlungsbereitschaften, beispielsweise für lokal erzeugten EE-Strom, vorliegen. Aktuelle Beobachtungen lassen vermuten, dass die Präferenz von Endkunden, lokal erzeugten Grünstrom zu beziehen, existiert und zunimmt. Stromkunden vergleichen nicht mehr nur die Kosten einzelner Stromanbieter, sondern interessieren sich verstärkt auch für den Strommix und die Herkunft des Stroms. Der ökonomische Nutzen der lokalen Koordination ergibt sich folglich aus der Bereitstellung des lokal erzeugten Stroms und der Deckung der entsprechenden Nachfrage. Eine Schwierigkeit resultiert in diesem Zusammenhang aus der Charakteristik des Gutes Strom an sich. Strom ist physikalisch ein homogenes Gut. Dieses zeichnet sich dadurch aus, dass keine Unterscheidung nach Qualität, zeitlicher und räumlicher Verfügbarkeit möglich ist. Für homogene Güter gilt das „Law of one Price“ (Mankiw, 2014). Unter den Voraussetzungen der Abwesenheit von Handelshemmnissen, freiem Wettbewerb und Preisflexibilität, weisen identische Güter, die in unterschiedlichen Orten verkauft werden, einen einheitlichen Preis auf, wenn sie in derselben Währung ausgedrückt werden. Bei Strom sind demnach zunächst keine Qualitätsunterschiede festzustellen. Folglich wird für die Ausweisung von lokal erzeugtem Strom immer ein Zertifizierungssystem benötigt, über das der Ort der Erzeugung, ggfls. in Kombination mit der Art der Stromerzeugung, nachvollzogen werden kann. Nach aktueller Gesetzeslage (§ 79a EEG) stellt das Umweltbundesamt Anlagenbetreibern auf Antrag Regionalnachweise für nach § 20 direkt vermarkteten Strom aus erneuerbaren Energien aus. Die räumliche Nähe zwischen Stromproduktion und

Verbrauch wird dabei allerdings außer Acht gelassen. Anlagenscharfe Nachweise von Regionalität inklusive eines Zeitstempels können hingegen mit Hilfe lokaler Märkte mit der Nachfrage nach diesen Nachweisen koordiniert werden (dena, 2018b). Folglich können Anlagenbetreiber Erlöse über die Nachweise und den lokalen Markt generieren. Die Abschöpfung der zusätzlichen Zahlungsbereitschaft durch einen lokalen Markt könnte insbesondere für EE-Anlagen, die aus der EEG-Förderung fallen, relevant sein. Wie in Kapitel 4 diskutiert, können die herkömmlichen Vermarktungs- und Weiterbetriebskosten von PV-Anlagen mit bis zu 10,1 ct/kWh die Erlöse aus der Veräußerung des Stroms ohne EEG-Förderung übersteigen. Eine lokale Vermarktung kann hier zusätzliche Erlöspotenziale eröffnen. Evidenzen für die Existenz zusätzlicher Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom werden in Kapitel 3.1 ausführlich beleuchtet.

Vorteilhaft können lokale Märkte auch im Kontext der **Vermeidung von Netzengpässen** sein. Im deutschen Stromnetz kommt es verstärkt zu physikalischen Engpässen, also zu jenen Netzsituationen, in denen die prognostizierten oder realisierten Stromflüsse die thermischen Grenzen der Netzelemente und die Spannungsstabilität oder die Winkelstabilitätsgrenzen des Stromversorgungssystems verletzen. Diese Engpässe können zum einen erzeugungsgetrieben sein durch mehr Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zum anderen lastgetrieben sein durch die verstärkte Nutzung von Strom als Endenergieträger, z.B. mit Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen. Um Engpässe zu vermeiden, besteht entweder die Möglichkeit das Netz auszubauen oder zusätzliche Flexibilität zu nutzen. Die effiziente Allokation von Flexibilität auf der Verteilnetzebene wird allerdings in den vorhandenen Strukturen aktuell kaum umgesetzt. Abhilfe kann hier ebenfalls ein zusätzlicher lokaler Koordinationsmechanismus schaffen. Durch einen lokalen Markt kann der Trade-off zwischen Flexibilität und Netzausbau (zur Beseitigung der Engpässe) auf lokaler Ebene abgebildet werden. Der Nutzen des lokalen Koordinationsmechanismus ergibt sich folglich aus den vermiedenen Investitionen in Netzinfrastuktur. Fraglich ist allerdings, bis zu welchem Grad der Verteilnetzausbau vermieden werden kann und welche Kostenvorteile sich durch die Nutzung lokaler Koordination ergeben müssten. Die mögliche Höhe des vermeidbaren Netzausbaus durch die Nutzbarmachung von lokaler Flexibilität, u.a. in Form lokaler Strommärkte, wird dazu in Kapitel 3.2 ausführlich analysiert.

Schließlich ist auch die lokale **Bereitstellung von Versorgungssicherheit** ein denkbarer Nutzen, der durch lokale Koordination gehoben werden kann. Das bedeutet, dass lokale Infrastruktur, z.B. in Form von Back-up Kraftwerken, die Energieversorgung auf lokaler Ebene absichert. Mit Hilfe eines lokalen Marktes, beispielsweise als Komponente eines Microgrids, könnte im Notfall sogar die Abkopplung vom Gesamtsystem und die Bildung eines Inselsystems erfolgen. Voraussetzung ist in diesem Fall die Existenz von Präferenzen bzw. Zahlungsbereitschaften für die beschriebene lokale Absicherung. Diese könnten beispielsweise bei Industrieunternehmen, die auf unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen sind oder kritischen Infrastrukturen vorhanden sein. Ist dies gegeben, könnte durch einen lokalen Markt der Aufbau von lokalen Back-up Strukturen für die Bereitstellung von Versorgungssicherheit koordiniert werden.

2.2.2 Kosten und Nachteile von lokaler Koordination

Den qualitativen Nutzenaspekten stehen jedoch auch potenzielle Kosten und Nachteile entgegen. Dazu zählen u.a. zusätzliche Transaktionskosten, Marktmachtprobleme und strategisches Verhalten sowie Liquiditätsprobleme. Im Folgenden werden diese möglichen Nachteile kurz skizziert. Auswirkungen der bestehenden Regulatorik auf das Potenzial lokaler Märkte werden später ausführlich in Kapitel 4 betrachtet.

Einen ersten möglichen Nachteil stellen **zusätzliche Transaktionskosten** dar. Als Transaktionskosten werden solche Kosten bezeichnet, die durch die Marktteilnahme auf Seiten aller beteiligter Akteure (Firmen, Regulierer, Netzbetreiber, Marktbetreiber) aufgrund der Transaktionen zwischen den Teilnehmern anfallen. Transaktionskosten können in keinem realen Marktmodell vollständig vermieden werden. Insbesondere in kleinteilig organisierten Märkten fallen besonders hohe Transaktionskosten an (Hirth et al., 2018). Transaktionskosten können bei den unterschiedlichen Marktteilnehmern unterschiedliche Ausprägungen aufweisen. Beispielsweise hat ein Netzbetreiber Transaktionskosten im Zusammenhang mit der Beschaffung von Flexibilität. Im Falle der Partizipation in lokalen Strommärkten, würde zusätzlicher administrativer Aufwand anfallen und der Aufbau von Know-how wäre notwendig. Beides ist mit Kosten verbunden. Aber auch auf Seiten der Endkunden bzw. Prosumer würde sich zusätzlicher Aufwand ergeben, beispielsweise durch die Installation und Bedienung von Energiemanagementsystemen. Ähnlich wie beim Netzbetreiber wäre auf Seiten des Prosumers ebenfalls der Aufbau von Know-how für die Teilnahme an lokalen Strommärkten notwendig. Der Prosumer muss sich mit der neuartigen Methode des Strombezugs und Verkaufs auseinandersetzen. Zuletzt würden auch beim Plattformbetreiber Transaktionskosten im Zusammenhang mit dem Aufbau und Betrieb einer zusätzlichen Marktplattform anfallen.

Ein weiterer potenzieller Nachteil ergibt sich durch **Marktmachtprobleme und strategisches Verhalten**. Voraussetzung für effiziente Koordination durch einen lokalen Marktmechanismus sind unverzerrte Preise als Signale für lokale Knappheiten. Ein mögliches Problem, das bei höherer Granularität des Marktes auftreten kann, ist die Ausübung von Marktmacht durch einzelne Marktteilnehmer. Dies ist eine direkte Folge der eingeschränkten Anzahl an potenziellen Marktteilnehmern auf lokaler Ebene. Entsprechend führt die höhere Granularität zu potenziell höherer Marktkonzentration auf Grund der Position einzelner Teilnehmer. Dies kann zu Problemen durch Ausübung von Marktmacht oder strategischem Verhalten und entsprechend verzerrten Preisen und Anreizstrukturen führen. Beispiele in diesem Zusammenhang sind strategisches Bieterverhalten im Kontext von Netzengpässen. In einem solchen Fall würden einzelne Marktteilnehmer in der Lage sein gezielt Engpässe im Netz zu erzeugen oder zu verschärfen. Die entsprechenden Marktteilnehmer könnten auf diese Weise von der bewussten Erzeugung dieser Engpässe profitieren. Im Falle eines nodalen Preissystems, wie es in einem lokalen Strommarkt realisiert werden könnte, um den Einsatz von Erzeugung, Nachfrage und Flexibilität zu koordinieren, können Marktmacht und strategisches Verhalten der Marktakteure zu höheren lokalen Strompreisen führen (Höckner et al., 2019).

Zuletzt ist die **Liquidität** innerhalb eines lokalen Marktes von entscheidender Bedeutung für effiziente Preissignale. In liquiden Märkten können Marktteilnehmer zu jedem Zeitpunkt passende Handelspartner finden. Zudem ist gesichert, dass einzelne Transaktionen nur geringen Einfluss auf den Marktpreis haben. Diese Kriterien sind in Märkten mit einer großen Anzahl von Teilnehmern und großen Handelsvolumina erfüllt. Ist dies nicht der Fall, kann die Koordinationsfunktion des Marktes verzerrt sein, da keine Preissignale in ausreichend hoher Auflösung entstehen und entsprechend die Entscheidungsgrundlage und Erwartungsbildung der Marktteilnehmer eingeschränkt ist. Übertragen auf das Konzept eines lokalen Strommarktes bedeutet dies, dass zu jeder Zeit genügend lokales Angebot sowie die notwendige Infrastruktur vorhanden sind, um die entsprechende lokale Nachfrage zu decken. Falls das Liquiditätskriterium verletzt ist, kann die Koordinationsfunktion des lokalen Marktes aufgrund fehlender Preissignale nicht erfüllt werden. Allgemein wird die Liquidität im deutschen Strommarkt daher durch eine Vielzahl an Akteuren und deren räumlichen Verteilung sichergestellt. Durch die begrenzte Anzahl an Akteuren mit ähnlichen Charakteristika in einem lokalen Markt steigt hingegen das Risiko, dass die Liquidität in dem Markt nicht ausreichend ist, um Preissignale in ausreichender lokaler oder zeitlicher Auflösung zur Verfügung zu stellen. Die Koordinationsfunktion des Marktes würde als Folge eingeschränkt und könnte nicht vollständig erfüllt werden. Auf Finanzmärkten können in der Praxis sogenannte Market-Maker Liquidität zur Verfügung stellen, indem sie kontinuierlich als Handelspartner zu entsprechenden gestellten Kauf- und Verkaufskursen zur Verfügung stehen. Dieses Konzept lässt sich zumindest teilweise auf lokale Strommärkte übertragen. Dazu könnten Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) als Abnehmer von lokal erzeugtem Strom auftreten und somit als Handelspartner für lokale Erzeugung auftreten. Um auch ausreichende Volumina auf der Angebotsseite zur Verfügung zu stellen müsste das EVU allerdings über entsprechende eigene lokale Erzeugungspotenziale verfügen, sodass dies nur mit hohem Aufwand möglich ist. Auch die Bereitstellung von Liquidität im Handel von lokaler Flexibilität durch Market-Maker ist aufgrund der lokal spezifischen Anforderungen an die Flexibilitätsbereitstellung vermutlich nicht praktikabel.

3 Abschätzung des Nutzens lokaler Koordination

Nachdem das Konzept lokaler Koordination dargestellt wurde, umfasst dieses Kapitel die Betrachtung und Analyse ausgewählter Nutzenkomponenten lokaler Koordination. In einem ersten Abschnitt (Kapitel 3.1) erfolgt zunächst die Auswertung von Präferenzen der Endkunden für lokal erzeugte Energie und den damit verbundenen Zahlungsbereitschaften basierend auf bestehenden empirischen Studien. Anschließend wird in Kapitel 3.2 der mögliche Nutzen in Form einer potenziellen Vermeidung des Netzausbaus durch die Nutzung und Koordination zusätzlicher lokaler Flexibilität auf Basis existierender Literatur ausgewertet. Basierend auf den gesammelten Erkenntnissen wird in Kapitel 3.3 eine Methodik zur Gesamtnutzenabschätzung lokaler Märkte vorgestellt.

3.1 Endkundenpräferenzen für lokal erzeugten Strom

Stromkunden vergleichen nicht mehr nur die Kosten einzelner Stromanbieter, sondern interessieren sich verstärkt auch für den Strommix und die Herkunft des Stroms. Gleichzeitig entwickeln sich Verbraucher zunehmend mit installierten PV-Anlagen und Speichern zu Prosumern, die ihren selbst erzeugten Strom in das Netz einspeisen. Damit einhergehend steigt auch das Interesse an lokal erzeugtem Strom. Den Trend können die klassischen Energiedienstleister allerdings auf Grund der vorhandenen Marktstrukturen kaum bedienen.

Eine mögliche Lösung, um dieser neuen Herausforderung zu begegnen stellt der lokale Marktplatz dar. Auf Grund der neuartigen, technischen Implementierung (vgl. pebbles) wird über einen zusätzlichen Koordinationsmechanismus lokal erzeugter Strom angeboten und vertrieben. Da die Umsetzung und Implementierung eines zusätzlichen lokalen Koordinationsmechanismus mit Kosten verbunden sind, sollte eine möglichst belastbare Bewertung der Präferenzen der Endkunden bestehen. Fraglich ist allerdings, wie stark die Präferenz der Endkunden für lokalen Strom tatsächlich ausgeprägt ist und wie stark die Präferenz in der Zukunft zunehmen wird. Darauf aufbauend stellt sich die Frage, wie hoch die konkrete Zahlungsbereitschaft der Endkunden für lokalen Strom bei angenommener vorhandener Präferenz ist.

In diesem Kapitel wird daher die heutige Präferenz für lokal erzeugten Strom auf Basis existierender Studien evaluiert. Dazu wird die zu dieser Thematik vorhandene Literatur systematisch aufgearbeitet. Es wird zunächst untersucht, welche empirischen Belege für eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft in der bestehenden Literatur zu finden sind. Die Abbildung 2 gibt eine Übersicht über die betrachteten Studien, inklusive des jeweiligen Schwerpunktes.

Eine weitergehende, Übersicht verschaffende Analyse der einzelnen Studien wird in dem nachfolgenden Unterkapitel 3.1.1 gegeben. Die Abbildung wird im Anschluss daran um die im Rahmen der Analyse identifizierten Kernaussagen erweitert. Dazu sei auf das Kapitel 3.1.2 verwiesen.

Studie	Schwerpunkt
Mattes A. (2012): Potentiale für Ökostrom in Deutschland	Analyse von Einstellungen und Präferenzen von Verbrauchern gegenüber Stromprodukten
Sagebiel et al. (2014): Are Consumers Willing to Pay More for Electricity from Cooperatives? Results from an Online Choice Experiment in Germany	Analyse von Zahlungsbereitschaften für den Strombezug von Genossenschaften
Rommel et al. (2015): Quality Uncertainty and the Market for Renewable Energy: Evidence from German Consumers	Untersuchung marginaler Zahlungsbereitschaften für unterschiedliche Stromprodukte
Mengelkamp et al. (2019): The value of local electricity - A choice experiment among German residential customers	Evaluation der Bedeutung von Designparametern für lokale Energiemärkte
Hackbart und Löbbe (2020): Attitudes, preferences, and intentions of German households concerning participation in peer-to-peer electricity trading	Analyse der Präferenzen und Motivationen für die Teilnahme am Peer-to-Peer-Stromhandel

Abbildung 2: Übersicht über die betrachteten Studien

3.1.1 Empirische Belege für zusätzliche Zahlungsbereitschaften

Im Folgenden werden die Ergebnisse der betrachteten Studien kurz beschrieben. Eine Darstellung der quantifizierten Zahlungsbereitschaften ist für jede der betrachteten Studien im Anhang A.1 bis A.5 zu finden. Die Zusammenfassung und Beurteilung der Ergebnisse erfolgen in Kapitel 3.1.2.

Eine erste Quantifizierung von zusätzlichen Zahlungsbereitschaften für unterschiedliche Eigenschaften von Stromtarifen wird in der Studie (**Mattes, 2012**) gegeben. Im Zusammenhang mit der Studie wurden mittels einer Befragung Einstellungen und Präferenzen von Verbrauchern gegenüber verschiedenen Stromprodukten analysiert. Der Autor identifiziert dadurch hohe marginale Zahlungsbereitschaften für nachhaltige Eigenschaften der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs). Insbesondere Ökostromkunden mit einem monatlichen Haushalts-Nettoeinkommen von mehr als 3000 € pro Monat haben eine deutlich höhere Zahlungsbereitschaften als die betrachteten Vergleichspersonen. Besonders hohe Zahlungsbereitschaften bestehen insbesondere für Stromtarife von reinen Ökostromanbieter und EVUs, die in erneuerbare Energien investieren. Vor allem regional verankerte Energieversorger mit einer konsequenten, ökologischen Ausrichtung können laut der Studienergebnisse mit einer hohen Zahlungsbereitschaft der Verbraucherinnen und Verbraucher rechnen. Im Ergebnis zeigt Mattes, dass sowohl die Lokalität des Versorgungsunternehmens, die Zertifizierung des Stromtarifs als auch ein höheres Haushaltseinkommen einen positiven Einfluss auf die Zahlungsbereitschaft haben (vgl. Anhang A.1).

In der Studie (**Sagebiel et al., 2014**) wurde mittels einer Online-Befragung identifiziert, ob Verbraucher bereit sind mehr für Strom von Genossenschaften zu bezahlen. Die Autoren finden heraus, dass die Zahlungsbereitschaften erheblich mit Alter, Einkommen und Erfahrungen mit einem Anbieterwechsel variieren. Zudem wurden drei Kundensegmente identifiziert, die sich in ihren Präferenzen unterscheiden: „Grüne Kunden“, „Preisbewusste Kunden“ sowie „Change Makers“. „Grüne Kunden“ zeichnen sich durch eine allgemein hohe Zahlungsbereitschaft, einer Präferenz für einen möglichst hohen EE-Anteil sowie die Bevorzugung von kleinen, regionalen Unternehmen aus. „Preisbewusste Kunden“ haben hingegen eine niedrige Zahlungsbereitschaft, allerdings ähnliche Präferenzen bezüglich der Art des Unternehmens sowie hinsichtlich des Grünstromanteils wie die „grüne Kunden“. Ein Fokus dieser Kundengruppe liegt zusätzlich auf der Preistransparenz. Zuletzt weisen „Change Makers“ eine sehr hohe Zahlungsbereitschaft auf und präferieren einen möglichst hohen EE-Anteil sowie regionale Unternehmen. Diese Kundengruppe wird daher als besonders relevant im Zusammenhang mit lokalen Märkten eingestuft. Die Autoren formulieren in ihrer Studie das Fazit, dass die Lokalität des Unternehmens bei allen betrachteten Kundengruppen einen positiven Einfluss auf die Zahlungsbereitschaft hat (vgl. auch Anhang A.2).

Mit einem diskreten Auswahlexperiment werden in der Studie (**Rommel et al., 2016**) marginale Zahlungsbereitschaften für unterschiedliche Stromprodukte untersucht. Der Fokus der Studie liegt insbesondere auf dem Einfluss des EE-Anteils und der Art des Versorgungsunternehmens auf die Zahlungsbereitschaften für Strom. Die Differenzierung erfolgt nach investorengeführten Unternehmen, kommunalen Unternehmen sowie Genossenschaften. Die Autoren identifizieren, dass Genossenschaften und kommunale Versorger im Vergleich zu den investorengeführten Unternehmen auf Grund einer höher wahrgenommenen Vertrauenswürdigkeit eher präferiert werden. Die marginale Zahlungsbereitschaft für entsprechende Produkte steigt mit dem Alter, bei weiblichen Befragten und bei Erfahrung mit einem Wechsel des Stromanbieters. Die quantifizierte Zahlungsbereitschaft für EE-Strom beträgt zwischen 2,3 und 6,8 ct/kWh. Insgesamt kann aus der Studie abgeleitet werden, dass eine besonders hohe Zahlungsbereitschaft für Stromtarife kommunaler Unternehmen mit einem hohen EE-Anteil existiert. Die genau ermittelten, marginalen Zahlungsbereitschaften sind im Anhang A.3 dargestellt.

Weitere Evidenzen für die Existenz von zusätzlichen Zahlungsbereitschaften für lokal erzeugten Strom sind in der Studie (**Mengelkamp et al., 2019**) zu finden. In der Studie erfolgt die Evaluation der Bedeutung von Designparametern für lokale Energiemärkte mit einer adaptiven, wahlbasierten Analyse. Dabei wird zwischen Kunden im Allgäu und in Rest-Deutschland differenziert. Die Autoren finden heraus, dass regionaler und lokaler Strom als Premium-Produkt angesehen wird, für das Verbraucher höhere monatliche Kosten in Kauf nehmen würden. Allerdings wirken sich der damit einhergehende Aufwand (Anbieterwechsel, Eigenhandel und zusätzliche Investitionen) negativ auf diese Zahlungsbereitschaft aus. Insgesamt scheinen große Haushalte mit jüngeren Einwohnern eine wahrscheinliche Early-Adopter-Gruppe für die Teilnahme an LEMs zu sein. Außerdem haben ältere, einkommensstarke und regional loyale Stromkunden besonders hohe Zahlungsbereitschaften für regionale und lokale Stromprodukte. Eine weitere Erkenntnis wird durch den expliziten Vergleich regionaler Kunden mit dem deutschen Durchschnitt gewonnen. Regionale Kunden sind im Vergleich zum deutschen Durchschnitt eher bereit mehr für regionalen Strom zu

bezahlen. Lokaler Grünstrom hat dabei allerdings keinen zusätzlichen Mehrwert im Vergleich zu regionalem Strom. Die Höhe der marginalen Zahlungsbereitschaften ist im Anhang A.4 dargestellt.

In der letzten der betrachteten Studien liegt der Fokus auf dem Peer-to-Peer-Stromhandel (P2P-Stromhandel). In (Hackbart und Löbbe, 2020) werden basierend auf einer Umfrage unter Kunden von sieben deutschen Stadtwerken zwei Regressionsmodelle erstellt, um potenzielle Kundensegmente sowie deren Präferenzen und Motivationen für die Teilnahme am P2P-Stromhandel zu identifizieren. Mit dem Regressionsmodell wird für verschiedene Faktoren der Erklärungsgehalt für eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft identifiziert. Dazu zählen u.a. Offenheit gegenüber dem P2P-Stromhandel sowie technisches Interesse, eine positive Einstellung gegenüber Umwelt, Regionalität und Transparenz bei der Stromerzeugung sowie das Verlangen nach Unabhängigkeit, Selbstbestimmung und Autarkie. Die Autoren der Studie kommen zu dem Ergebnis, dass verglichen mit dem deutschen Durchschnitt, regionale Konsumenten eher bereit sind einen Preisaufschlag auf ihre monatlichen Kosten in Kauf zu nehmen. Allgemein sind vor allem regionale Konsumenten dazu bereit am P2P-Handel teilzunehmen (vgl. Anhang A.5).

3.1.2 Zusammenfassung und Beurteilung der empirischen Belege

In dem zurückliegenden Abschnitt erfolgte die Analyse möglicher Zahlungsbereitschaften für lokal erzeugten Strom auf Basis bestehender Studien. Es konnte identifiziert werden, dass Regionalität allgemein zu höheren Zahlungsbereitschaften führen kann. Auch der Bezug von Grünstrom steht mit höheren Zahlungsbereitschaften in Verbindung. Eine Übersicht über die Hauptaussagen der einzelnen Studien wird in der Abbildung 3 gegeben.

Studie	Schwerpunkt	Hauptaussage
Mattes A. (2012): Potentiale für Ökostrom in Deutschland	Analyse von Einstellungen und Präferenzen von Verbrauchern gegenüber Stromprodukten	Sowohl die Lokalität des EVUs, als auch die Zertifizierung des Stromtarifs hat einen positiven Einfluss auf die Zahlungsbereitschaft
Sagebiel et al. (2014): Are Consumers Willing to Pay More for Electricity from Cooperatives? Results from an Online Choice Experiment in Germany	Analyse von Zahlungsbereitschaften für den Strombezug von Genossenschaften	Die Lokalität eines Unternehmens hat einen positiven Einfluss auf die Zahlungsbereitschaft
Rommel et al. (2015): Quality Uncertainty and the Market for Renewable Energy: Evidence from German Consumers	Untersuchung marginaler Zahlungsbereitschaften für unterschiedliche Stromprodukte	Hohe WTP für Stromtarife kommunaler Unternehmen mit einem EE-Anteil von 100%
Mengelkamp et al. (2019): The value of local electricity - A choice experiment among German residential customers	Evaluation der Bedeutung von Designparametern für lokale Energiemärkte	Regionale Kunden sind im Vergleich zum deutschen Durchschnitt eher bereit, mehr für regionalen Strom zu bezahlen.
Hackbart und Löbbe (2020): Attitudes, preferences, and intentions of German households concerning participation in peer-to-peer electricity trading	Analyse der Präferenzen und Motivationen für die Teilnahme am Peer-to-Peer-Stromhandel	Bei bestimmten Personengruppen gibt es eine Präferenz für P2P Stromhandel. Vor allem regionale Konsumenten sind dazu bereit.

Abbildung 3: Übersicht über die betrachteten Studien, ergänzt um die Hauptaussagen

In den identifizierten Studien, die thematisch am ehesten Antworten auf die formulierten Fragestellungen geben konnten wurde allerdings nicht die explizite Zahlungsbereitschaft für lokal erzeugten Strom im Zusammenhang mit lokalen Märkten untersucht. Auf Basis der identifizierten Relevanz der Lokalität und einer nachhaltigen Stromerzeugung kann aber von einer positiven Korrelation ausgegangen werden. Den Indizien für die Existenz von Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom stehen jedoch einige der Motive zur Teilnahme an lokalen Märkten bzw. am P2P-Trading entgegen: (Hackbart und Löbbe, 2020) sowie (Reuter & Loock, 2017) identifizierten in ihren Studien erhoffte Kostenersparnisse durch die Teilnahme an lokalen Strommärkten. Laut der Autoren sind die befragten Kunden zumeist an dem günstigsten Strompreis interessiert.

Im Zusammenhang mit den dargestellten Ergebnissen ist auf verschiedene Einschränkungen hinzuweisen. Marginale Zahlungsbereitschaften sind schwer zu interpretieren, da selten die maximale marginale Zahlungsbereitschaft (bspw. für Grünstrom) realisiert werden kann. Beispielsweise bieten alle Energiedienstleister mittlerweile einen gewissen Grünstromanteil in ihrem Energiemix an. Ein Unternehmen kann sich somit nicht vollständig von einem anderen abgrenzen. Zudem existierten in der Literatur oftmals keine einheitliche Definition und Trennung von Regionalität und Lokalität. Eine genaue Abgrenzung ist im Allgemeinen schwierig. Zudem sind die ermittelten Ergebnisse selten repräsentativ für Deutschland. Es werden oft nur einzelne Regionen (Mengelkamp et al., 2019) oder Stichproben durch Personenbefragungen (Rommel et al., 2016) in den Studien abgebildet.

Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass keine der untersuchten Studien konkrete Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom im Zusammenhang mit lokalen Energiemärkten quantifiziert hat. Weiterhin ist der Umfang der vorliegenden Analysen zu Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom begrenzt. Es lassen sich somit höchstens Indizien für entsprechende Zahlungsbereitschaften ableiten. Eine Verallgemeinerung der Daten, beispielsweise für Gesamtdeutschland ist auf Basis der bestehenden Datengrundlage nicht möglich. Für die Quantifizierung der Zahlungsbereitschaften besteht somit erheblicher weiterer Forschungsbedarf, beispielsweise durch empirische Datenerhebungen in unterschiedlichen Regionen unter Einbezug der Teilnahmebereitschaften an lokalen Koordinationsmechanismen. Gleiches gilt für Zahlungsbereitschaften für lokal bereitgestellte Versorgungssicherheit.

3.2 Einsparungen durch Vermeidung von Netzausbau

In diesem Abschnitt wird daher ermittelt, wie viel Verteilnetzausbau in verschiedenen Szenarien existierender Studien erwartet wird und mit welchen Kosten der Ausbau verbunden ist. Ebenfalls aus den Ergebnissen existierender Studien wird anschließend evaluiert, wie viel des erwarteten Verteilnetzausbaus durch zusätzliche Flexibilitätsmaßnahmen vermieden werden kann. In einem daran anschließenden Arbeitsschritt wird zudem betrachtet, wie sich lokale Flexibilitätsmaßnahmen auf die Redispatchkosten und die Kosten für das Einspeisemanagement auswirken können.

3.2.1 Vermeidbarer Netzausbau auf Verteilnetzebene (Deutschland)

In diesem Abschnitt liegt der Fokus zunächst auf der Quantifizierung des erwarteten Verteilnetzausbaus in Deutschland. Daran anschließend wird analysiert, ob und wie lokale Flexibilitätsmaßnahmen erzeugungs- oder lastgetriebene Engpässe vermeiden und somit die Kosten für den Verteilnetzausbau reduzieren können. Dazu werden die in Abbildung 4 aufgeführten Studien betrachtet.

Studie	Schwerpunkt und Szenarien
Agora (2019)	<ul style="list-style-type: none"> Betrachtung der E-Mobilität im öffentlichen und privaten Verkehr im Zusammenhang mit den Klimazielen. Modellierung von 2015 bis 2030 und 2050 Verschiedene Ausprägungen des Fortschreibens der E-Mobilität mit 3 Flexibilitätsszenarien (flexibles und unflexibles Laden der E-Pkws)
Dena (2018)	<ul style="list-style-type: none"> Betrachtung relevanter Sektoren für die Transformation des Energiesystems von 2017 bis 2050. Studie modelliert Szenarien der erhöhte Elektrifizierung und Leistungsanstieg sowie einen Technologiemix (verschiedene Technologien und Energieträger)
E-Bridge (2017)	<ul style="list-style-type: none"> Koordinierung von Flexibilität im Verteilnetz wird von 2017 bis 2035 untersucht. Szenarien modellieren Status quo (Betreiber agiert reaktiv), Präqualifizierung von Flexibilitäten, Flexibilitätsabwurf in Kaskaden und ein Markt für Flexibilitäten
E-Bridge (2019)	<ul style="list-style-type: none"> Betrachtung der Integration dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in das Verteilnetz von 2017 bis 2035. Das Worst-Case-Szenario rechnet mit den maximalen Netzinvestitionen. Netzdienlicher Flexibilitäts Einsatz berücksichtigt netzdienliche Nutzung der Flexibilität
BMWi (2014)	<ul style="list-style-type: none"> Studie quantifiziert den Ausbaubedarf der Verteilnetze, die für die Umsetzung der Klimaziele im Zeitraum von 2023 bis 2032 notwendig sind. Szenarien modellieren 3 unterschiedlich ambitionierte Ausbauziele der erneuerbaren Energien.
Dena (2012)	<ul style="list-style-type: none"> Studie zeigt Innovations- und Ausbaubedarf in deutschen Verteilnetzen von 2020 bis 2030. Diskutiert Handlungsoptionen, mit welchen der Netzausbaubedarf reduziert werden kann. Das Szenario NEP B orientiert sich am Netzentwicklungsplan B 2012. Das Bundesländerszenario modelliert einen ambitionierteren Ausbau erneuerbarer Energiequellen.

Abbildung 4: Übersicht über die betrachteten Studien mit Fokus auf Deutschland

Die Studien zeichnen sich dadurch aus, dass mindestens zwei unterschiedliche Szenarien betrachtet werden und dass ein Betrachtungszeitraum mindestens bis 2030 gewählt wird. Die aktuellste Studie stammt aus dem Jahr 2020 wohingegen die älteste herangezogene Studie im Jahr 2012 verfasst wurde.

Jährlicher, bundesweiter Verteilnetzausbau

In der Abbildung 5 ist zunächst der in verschiedenen Studien quantifizierte zu erwartende Verteilnetzausbau, differenziert nach Spannungsebene, dargestellt. Die hier ausgewählten Basisszenarien der betrachteten Studien prognostizieren den erwarteten Ausbau des Verteilnetzes in der Zukunft ohne einen expliziten Fokus auf erhöhte, netzdienliche Nutzung von Flexibilität zu legen. Die Szenarien dienen daher als Referenz für folgende, zusätzliche Sensitivitäten.

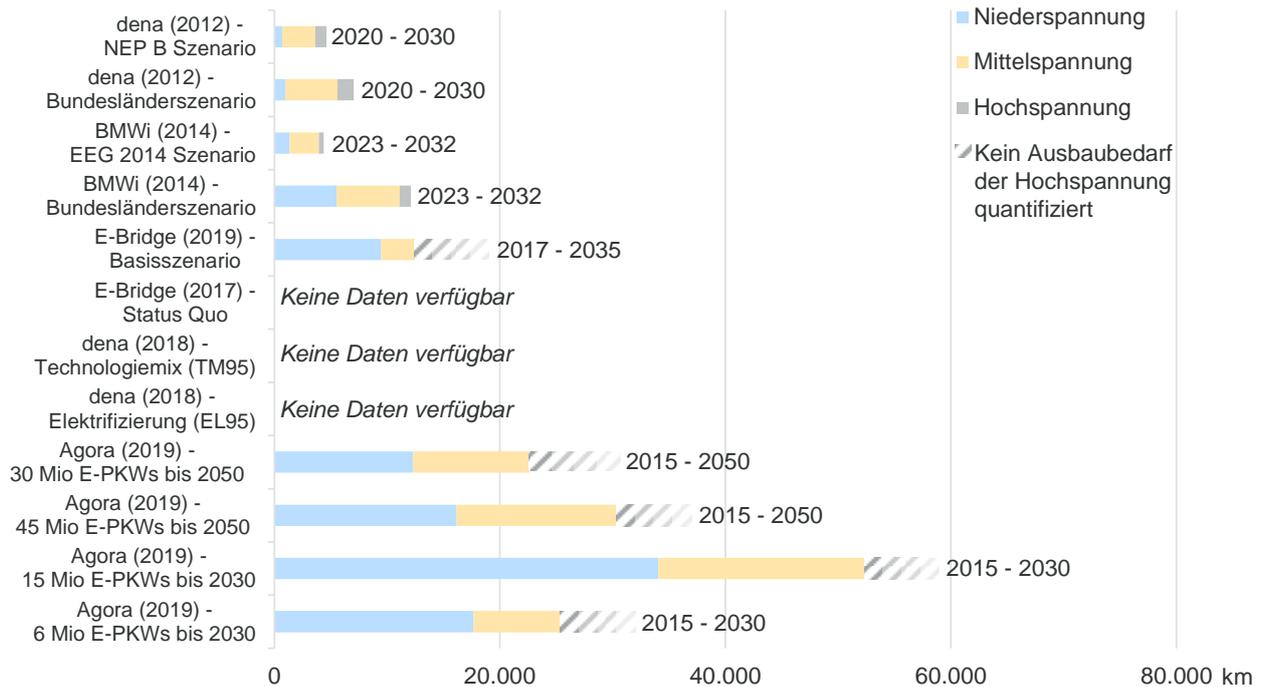


Abbildung 5: Durchschnittlicher jährlicher, bundesweiter Netzausbau in km

Der Planungszeitraum der einzelnen Studien reicht von neun Jahren (BMWi, 2014) hin bis zu 35 Jahren (Agora, 2019). Für eine bessere Vergleichbarkeit und eine Abschätzung des jährlichen Verteilnetzausbaus wurde der ermittelte Ausbaubedarf gleichmäßig auf den gesamten Betrachtungszeitraum verteilt, sofern in den Studien keine entsprechenden Angaben zu finden waren. Bei den meisten Studien wurde der ermittelte Ausbaubedarf getrennt nach der Nieder-, Mittel- und Hochspannung ausgewiesen. Bei einigen Studien wurde jedoch die Hochspannungsebene nicht mit betrachtet, was in der Grafik durch eine straffierte Fläche gekennzeichnet ist.

Der Netzausbau unterscheidet sich zwischen den Szenarien und Studien aufgrund unterschiedlicher Annahmen des zukünftigen Strommarktes teilweise erheblich. Die Basisszenarien in (Agora, 2019) prognostizieren den höchsten Ausbaubedarf. Dies liegt vorwiegend an der erhöhten Integration zusätzlicher E-Fahrzeuge.

Durchschnittliche, jährliche Netzausbaukosten

Mit dem Netzausbaubedarf sind Investitionskosten verbunden, die in den einzelnen Studien als Gesamtkosten dargestellt werden (vgl. Anhang A.6). Auf Grund unterschiedlicher Planungszeiträume ist ein Vergleich dieser Kosten jedoch schwierig. Für eine bessere Einordnung der Gesamtkosten werden diese daher nachfolgend linear auf den Betrachtungszeitraum verteilt. Das Ergebnis ist mit Hilfe der Abbildung 6 visualisiert. Differenziert wird in der Abbildung ebenfalls zwischen den verschiedenen Spannungsebenen.

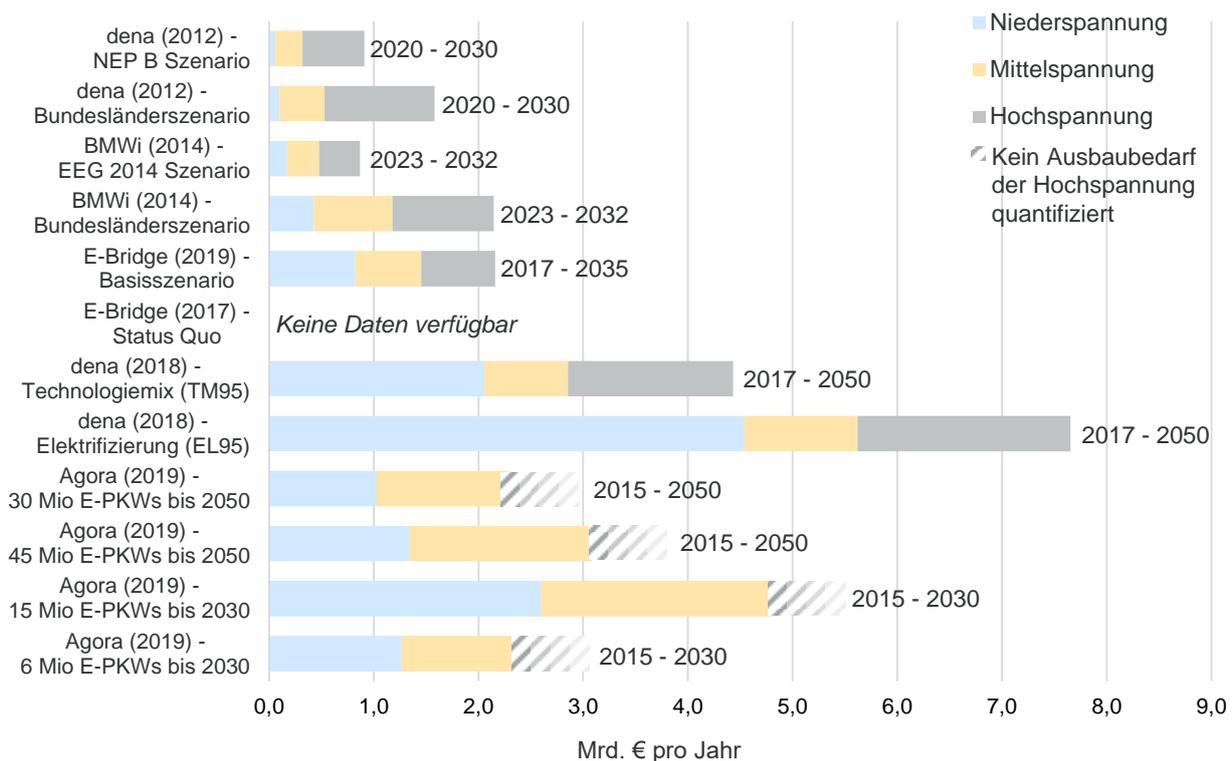


Abbildung 6: Durchschnittliche, jährliche Netzausbaukosten in Mrd. €

Die unterschiedlichen Annahmen der jeweiligen Studien über das Fortschreiben der Elektrifizierung und Sektorenkopplung führen zu teilweise sehr unterschiedlichen Ergebnissen hinsichtlich der jährlichen Gesamtkosten. Auch der prozentuale Anteil der jeweiligen Spannungsebenen an den Ausbaukosten weicht in den Studien teils stark voneinander ab.

Die Ausbaukosten des Verteilnetzes schwanken zwischen 7,7 Mrd. im Szenario EL95 (dena, 2018a) und 0,9 Mrd. Euro pro Jahr im EEG 2014 Szenario (BMWi, 2014). Während die Studien (dena, 2012) und (BMWi, 2014) den größten jährlichen Investitionsbedarf in Hochspannungsnetze prognostizieren, werden in (E-Bridge, 2017) und (dena, 2018a) die höchsten Kostenanteile im Niederspannungsnetz ermittelt. Da (Agora, 2019) keine Daten über die Kosten im Hochspannungsnetz angibt, lässt sich keine vergleichbare Aussage über deren Kostenverteilung zwischen den Spannungsebenen treffen.

Mögliche Kostenreduktion durch Nutzung von Flexibilitätsmaßnahmen

Zuletzt lassen sich die in den Studien durch Flexibilitätsmaßnahmen erzielten Einsparungen des Verteilnetzausbaus miteinander vergleichen. Für die Ermittlung der jeweiligen Einsparpotenziale wurde in den Studien mindestens ein Basisszenario um den Einsatz von teilweise verschiedenen Flexibilitätsoptionen erweitert. Die mit der Installation und dem Einsatz der Flexibilitätsoptionen verbundenen Kosten werden bei dem Vergleich des Basisszenarios mit dem Flex-Szenario mitberücksichtigt. Die so ermittelten Einsparpotenziale des Verteilnetzausbaus der Bundesländer sind in der Abbildung 7 veranschaulicht.

Kostenreduktion	Studie / Referenzszenario	Flexibilitätsmaßnahmen
 -23%	dena (2012) - Bundesländerszenario	innovative Netztechnologien (rONT, WR)
+24% 	dena (2012) - NEP B Szenario	Lastreduktion durch Effizienzsteigerung
 -44%	dena (2012) - NEP B Szenario	innovative Netztechnologien (rONT, WR)
 -21%	BMW (2014) - EEG 2014 Szenario	Erzeugungsmanagement und rONT
 -36%	BMW (2014) - Bundesländerszenario	Erzeugungsmanagement und rONT
 -57%	E-Bridge (2019) - Basisszenario	u.a. Abregelung EE, Wärmepumpen, Kleinspeicher, DSM
 -23%	E-Bridge (2017) - Status Quo	Präqualifikation von Flexibilitäten (ex-ante)
 -45%	E-Bridge (2017) - Status Quo	Markt für Flexibilitäten, örtliche und zeitliche Komponente
Keine Daten verfügbar	dena (2018) - Technologiemix (TM95)	keine Flexibilität untersucht
 -21%	dena (2018) - Elektrifizierung (EL95)	Abregelung Onshore Wind bei 70% + Wasserstoffelektrolyse
 -33%	Agora (2019) 30 Mio E-PKWs bis 2050	optimierter Ladevorgang innerhalb mehrerer Standzeiten
 -31%	Agora (2019) 45 Mio E-PKWs bis 2050	optimierter Ladevorgang innerhalb mehrerer Standzeiten
 -50%	Agora (2019) 15 Mio E-PKWs bis 2030	optimierter Ladevorgang innerhalb einer Standzeit
 -40%	Agora (2019) 6 Mio E-PKWs bis 2030	optimierter Ladevorgang innerhalb einer Standzeit

Abbildung 7: Mögliche Kostenreduktion durch Flexibilitätsmaßnahmen

Durch verschiedene Flexibilitätsmaßnahmen lassen sich studienübergreifend Einsparungen zwischen 20 % im EEG-Szenario in (BMW, 2014) und um bis zu 57 % entsprechend (E-Bridge, 2019) realisieren. Einsparpotenziale lassen sich durch innovative Netztechnologien, wie regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) oder moderne Wechselrichter (WR) verwirklichen. Andere Potenziale können durch Erzeugungs- oder Lastenmanagement gehoben werden. Die höchsten absoluten Einsparungen lassen sich durch eine Kombination aus verschiedenen Flexibilitätsmaßnahmen verwirklichen, wobei unklar ist in welcher Reihenfolge die Aktivierung erfolgt. Entscheidende Kriterien neben den Kosten der Flexibilitätsbereitstellung würden dabei insbesondere die Aktivierungsgeschwindigkeit sowie die Aktivierungsdauer darstellen. In (E-Bridge, 2019) sorgt beispielsweise die Steuerung von EE-Anlagen, Verbrauchern und der Einsatz von DSM zu einer Kostenreduktion von 57 %. Dies entspricht 20,8 Mrd. €. Weiterhin kommt beispielsweise die Studie (Agora, 2019) zu dem Ergebnis, dass allein durch optimierte Ladevorgänge bei Elektrofahrzeugen eine Gesamtkostenreduktion zwischen 21 und 50 % (dies entspräche zwischen 14 und 36 Mrd. €) erzielt werden kann. Eine Kostensteigerung durch Flexibilitätsoptionen wird nur in einem Szenario in (dena, 2012) ermittelt. Dort führen höhere Gleichzeitigkeitsgrade für einen zusätzlichen Netzausbau. Sollten Flexibilitäten rein auf Basis zentraler Marktsignale aktiviert werden, könnte der Netzausbaubedarf

sogar zunehmen. Im Fall des netzdienlichen Einsatzes der Flexibilitätsoptionen lassen sich die Gesamtkosten jedoch, wie gezeigt, teils deutlich reduzieren.

3.2.2 Vermeidbarer Netzausbau auf Verteilnetzebene (Bundesländer)

Entsprechend der Struktur des vorherigen Abschnitts erfolgt nun die Quantifizierung des erwarteten Verteilnetzausbaus für ausgewählte Bundesländer. Daran anschließend wird analysiert, ob lokale Flexibilitätsmaßnahmen erzeugungs- oder lastgetriebene Engpässe vermeiden und somit die Kosten für den Verteilnetzausbau reduzieren können. Dazu werden die in Abbildung 8 aufgeführten Verteilnetzstudien betrachtet.

Studie	Schwerpunkt und Szenarien
Verteilnetzstudie Baden-Württemberg (2017)	<ul style="list-style-type: none"> • Prognostiziert Netzausbaumaßnahmen aufgrund von dezentralen Erzeugern von 2020 bis 2030. • Szenarien betrachten den Einsatz von rONT, Spitzenkappung und Flexibilität aus Sektorenkopplung.
Verteilnetzstudie Hessen (2018)	<ul style="list-style-type: none"> • Modelliert den Verteilnetzausbau in Hessen von 2024 bis 2034 im Zusammenhang mit der Energiewende • Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird in drei verschiedenen ambitionierten Szenarien mit zusätzlichem Einsatz von rONT, Spitzenkappung und weiteren Maßnahmen modelliert.
Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz (2014)	<ul style="list-style-type: none"> • Modellierung des Netzausbaus von 2017 bis 2030. Zum Ausgleich der nicht steuerbaren Komponenten werden regionale Flexibilität und technologische Maßnahmen genutzt. • Modellieren der Kostenreduktion durch innovative Maßnahmen (rONT, Dynamic Line Rating, Hochtemperaturleiterseile, Weitbereichspannungsregelung, etc.)
Verteilnetzstudie Nordrhein-Westfalen (2014)	<ul style="list-style-type: none"> • Betrachtung der Leistungsfähigkeit der Verteilnetze in NRW im Bezug auf landespolitische Ziele und geographische Bedingungen von 2011 bis 2025. • Ein Basisszenario aus dem NEP 2025, ein restriktiveres Szenario bezüglich der technischen Richtlinien, ein Alternativszenario mit Untererfüllung der EE Ziele und eines mit der Möglichkeit abzuregeln.

Abbildung 8: Übersicht über die betrachteten Studien mit Fokus auf einzelne Bundesländer

Eine Ausweitung der Analyse auf weitere Bundesländer war auf Grund der Studienlänge oder des Alters der Studien nicht möglich.

Jährlicher, landesspezifischer Netzausbau

In der Abbildung 9 ist zunächst der in verschiedenen Studien quantifizierte zu erwartende Verteilnetzausbau, differenziert nach Spannungsebene, dargestellt. Die hier ausgewählten Basisszenarien der betrachteten Studien prognostizieren den erwarteten Ausbau des Verteilnetzes in der Zukunft ohne einen expliziten Fokus auf erhöhte, netzdienliche Nutzung von Flexibilität zu legen. Die Szenarien dienen daher als Referenz für später folgende, zusätzliche Sensitivitäten.

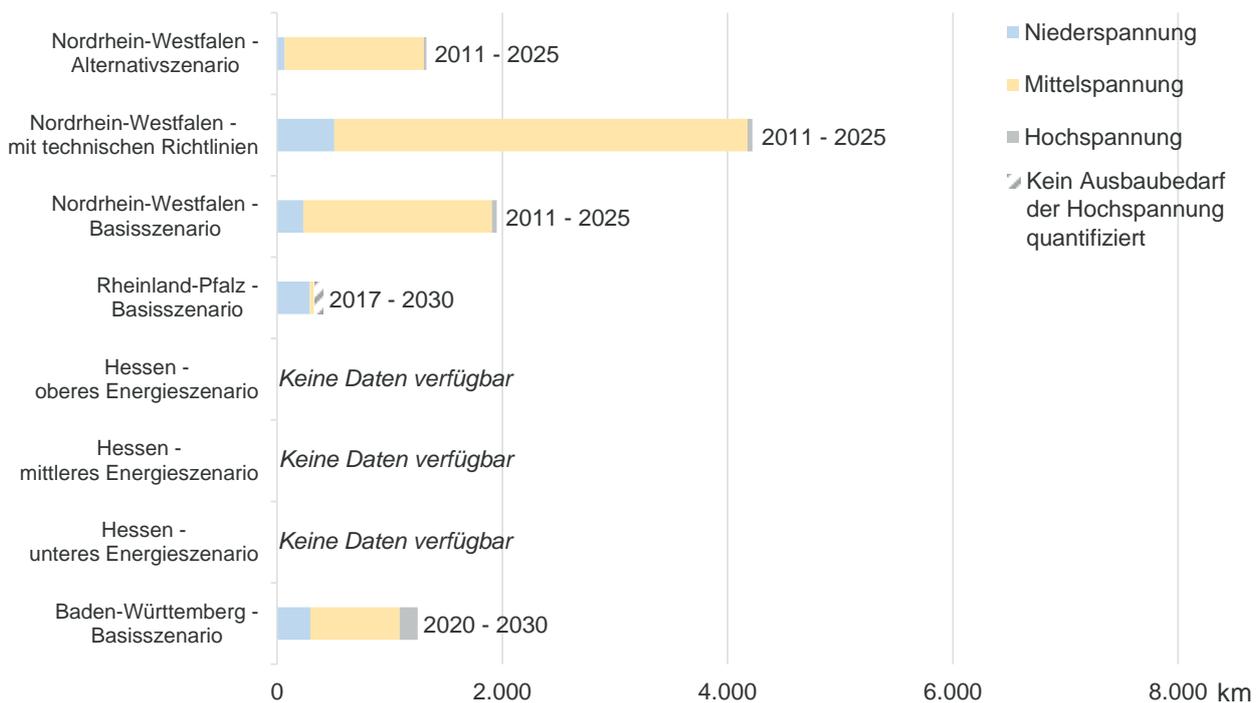


Abbildung 9: Durchschnittlicher jährlicher, bundeslandspezifischer Netzausbau in km

Der in den Verteilnetzstudien für die einzelnen Bundesländer prognostizierte jährliche Netzausbaubedarf wird in den Basisszenarien stark von der Mittelspannungsebene geprägt. Durch den Vergleich der Bundesländer können große Unterschiede bezüglich des Ausbaubedarfs festgestellt werden. Während für Rheinland-Pfalz jährlich 289 km Leitungen hinzugebaut werden sollen, sind es in einem ähnlichen Zeitraum rund 1.250 km in Baden-Württemberg. Für Rheinland-Pfalz wird ein Bedarf an neuen Mittelspannungsleitungen in Höhe von 36 km pro Jahr prognostiziert, während der Ausbau in Nordrhein-Westfalen der jährliche Ausbau auf bis zu 3.669 km geschätzt wird. Der Ausbaubedarf der Hochspannungsnetze wird von den betrachteten Studien auf maximal 162 km pro Jahr (Baden-Württemberg) geschätzt. Die restlichen Verteilnetzstudien prognostizieren einen geringeren Bedarf mit maximal 43 km pro Jahr. Für Rheinland-Pfalz sind für die Hochspannungsebene keine Daten verfügbar.

Durchschnittliche, jährliche Netzausbaukosten

Die sich durch den Netzausbau ergebenden Gesamtkosten (vgl. Anhang A.7) werden für eine bessere Vergleichbarkeit linear auf den Betrachtungszeitraum verteilt. Dieser reicht von 10 Jahren (Baden-Württemberg) bis 14 Jahren (Nordrhein-Westfalen). Das Ergebnis ist in Abbildung 10 visualisiert. Der Zubau der einzelnen Netzebenen wird in den Balken farblich voneinander abgehoben.

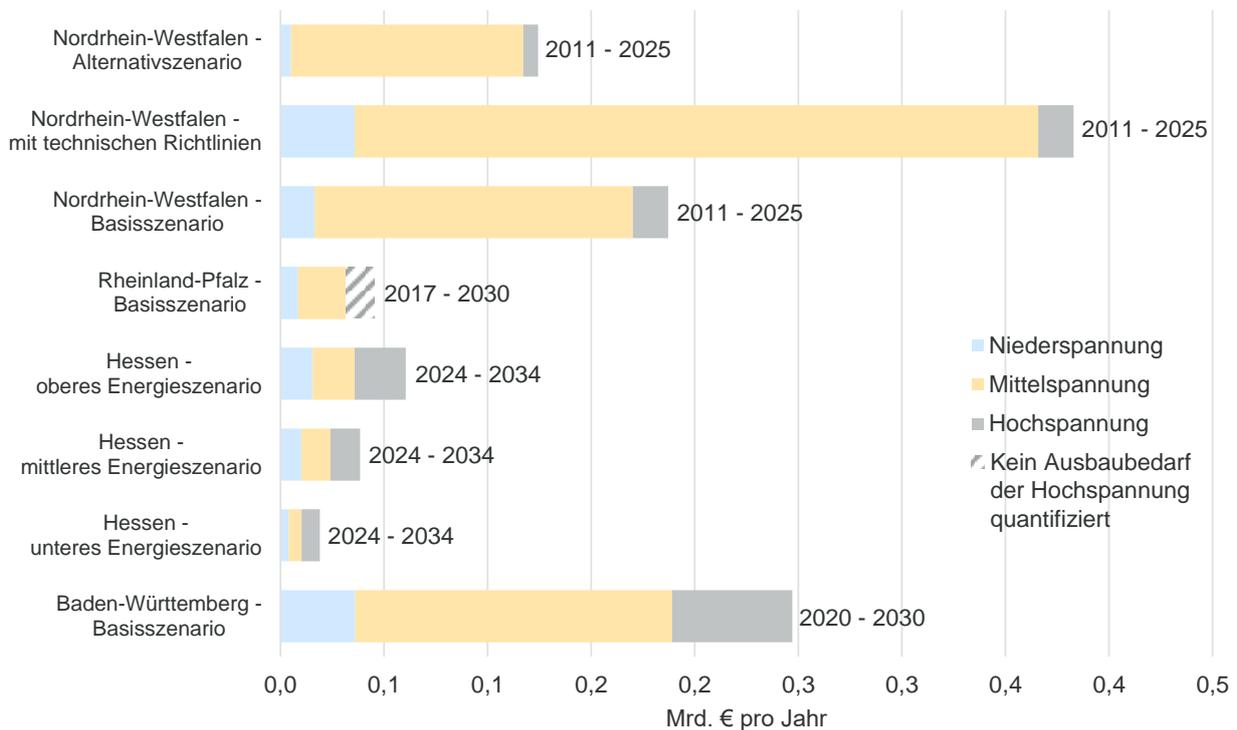


Abbildung 10: Durchschnittliche, jährliche Netzausbaukosten in Mrd. €

Die durchschnittlichen, jährlichen Netzausbaukosten innerhalb der angegebenen Zeiträume schwanken stark zwischen den Verteilnetzstudien der Bundesländer. Für Nordrhein-Westfalen wird ein maximaler Netzausbau von 383 Mio. €/a prognostiziert, während für Rheinland-Pfalz und Hessen Netzinvestitionen in Höhe von 19 bzw. 60 Mio. €/a angegeben werden. Den größten Teil der Investitionskosten entfallen dabei auf die Mittelspannungsnetze. In den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und in Rheinland-Pfalz macht der Zubau dieser Spannungsebene 60-90 % der Kosten aus. In Hessen sind die Kosten der Spannungsebenen des Verteilnetzes ungefähr gleichmäßig verteilt.

Mögliche Kostenreduktion durch Nutzung von Flexibilitätsmaßnahmen

Zuletzt lassen sich, ähnlich wie in dem vorherigen Kapitel 3.2.1, die in den Studien durch Flexibilitätsmaßnahmen möglichen Einsparungen des Verteilnetzausbaus quantifizieren und miteinander vergleichen. Die möglichen Einsparungen ergeben sich auch auf Bundeslandebene durch den Gesamtkostenvergleich des Basisszenarios einer Studie mit den Ergebnissen einer durchgeführten Sensitivität mit Flexibilitätsoptionen. Die so ermittelten Einsparpotenziale des Verteilnetzausbaus der Bundesländer sind in der Abbildung 11 veranschaulicht.

Kostenreduktion	Studie / Referenzszenario	Flexibilitätsmaßnahmen
Keine Daten verfügbar	Nordrhein-Westfalen – techn. Richtlinien	Keine Flexibilitätsoptionen untersucht
Keine Daten verfügbar	Nordrhein-Westfalen - Alternativszenario	Keine Flexibilitätsoptionen untersucht
■ -23%	Nordrhein-Westfalen - Basisszenario	Abregelung EE-Anlagen
+11% ■	Rheinland-Pfalz - Basisszenario	Speicherausbau
■ -54%	Rheinland-Pfalz - Basisszenario	Systemoptimierung
Keine Daten verfügbar	Hessen - hohes Energieszenario	Keine Flexibilitätsoptionen untersucht
+19% ■	Hessen - mittleres Energieszenario	E-Kfz/WP marktorientiert
■ -21%	Hessen - mittleres Energieszenario	Kombination versch. netzdienlicher Maßnahmen
Keine Daten verfügbar	Hessen - niedriges Energieszenario	Keine Flexibilitätsoptionen untersucht
+41% ■	Baden-Württemberg - Basisszenario	Marktgetriebene Flexibilität
■ -19%	Baden-Württemberg - Basisszenario	Einspeisespitzen kappen und flexible Lasten erhöhen

Abbildung 11: Mögliche Kostenreduktion durch Flexibilitätsmaßnahmen

Im Vergleich zu den Studien mit Fokus auf das gesamte deutsche Verteilnetzgebiet ist die Bandbreite der möglichen Einsparpotenziale in Verbindung mit Flexibilitätsmaßnahmen in den Bundesländerstudien deutlich diverser verteilt. Die höchsten möglichen Reduktionspotenziale werden für Rheinland-Pfalz in Höhe von 54 % (315 Mio. €) durch systemoptimierende Maßnahmen ermittelt. Den höchsten Gesamtkostenanstieg durch Flexibilitätsmaßnahmen wird in einem Szenario für Baden-Württemberg mit 41 % (1.000 Mio. €) angegeben. Auffällig in den Szenarien mit einer ermittelten Steigerung der Gesamtkosten ist, dass in diesen der marktgetriebene Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen abgebildet wird. Durch tendenziell hohe Gleichzeitigkeitsgrade werden Engpässe in diesem Fall sogar verstärkt mit der Folge eines zusätzlich notwendigen Verteilnetzausbaus.

Eine Reduktion der gesamten Systemkosten wird studienübergreifend zum einen durch die Reduktion der EE-Einspeisespitzen und zum anderen durch die Kombination verschiedener Laststeuernder Maßnahmen bewirkt. Diese Erkenntnis deckt sich durch die Ergebnisse der Studien mit einem bundesweiten Fokus. Nur der netzdienliche Einsatz der Flexibilitätsoptionen kann einen Beitrag zur Reduzierung der gesamten Systemkosten liefern. Allerdings bleibt auch in den Studien für die einzelnen Bundesländer offen, wie genau die Flexibilitätspotenziale gehoben werden. Die Nutzung lokaler Koordinationsmechanismen, beispielsweise in Form von lokalen Märkten, wird in den Studien nicht explizit betrachtet.

3.2.3 Gesamtfazit zum vermiedenen Netzausbau

In den vorherigen Abschnitten erfolgte die Quantifizierung des erwarteten Verteilnetzausbaus und die Analyse möglicher Kosteneinsparungen durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen und bewerten.

Der prognostizierte Ausbaubedarf der Verteilnetze ist stark durch die in den Studien getroffenen Annahmen getrieben. Unsicherheiten hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Entwicklung des Strombedarfs in den Endverbrauchssektoren, zum Beispiel durch Wärmepumpen oder E-Mobilität, erschweren eine genaue Kostenabschätzung. Die jährlichen Verteilnetzinvestitionen

in der deutschlandweiten Betrachtung schwanken daher studienübergreifend stark von 0,9 Mrd. € im Szenario EEG 2014 (BMWi, 2014) bis zu 7,7 Mrd. € im Szenario EL95 (dena, 2018a). Auch die Studien mit dem Fokus auf einzelne Bundesländer bestätigen diese Beobachtung.

Durch eine ambitioniertere Nutzung von dezentralen Flexibilitätsoptionen als weitere Maßnahme neben dem Netzausbau können sowohl erzeugungs- als auch lastgetriebenen Netzengpässe verringert werden. Die betrachteten Flexibilitätsoptionen sind jedoch sehr divers und die Nutzung dieser ebenfalls stark durch Annahmen getrieben. Entsprechend den Ergebnissen der betrachteten Studien können sich somit die Gesamtkosten teilweise relativ um bis zu 57 % (E-Bridge, 2019) oder absolut um bis zu 53 Mrd. € bis 2050 im Szenario EL95 (dena, 2018a) verringern.

Offen bleibt in den Studien zumeist auf welche Weise und in welcher Reihenfolge die Nutzbarmachung der Flexibilitätsoptionen erfolgt. Dazu würden verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung stehen, wobei der lokale Markt lediglich eine Option darstellt. Die Flexibilitätsoptionen zur Minderung von Netzengpässen müssen dazu auf lokale Märkte übertragbar sein. In diesem Zuge müsste einerseits geprüft werden, ob diese Flexibilitätsmaßnahmen in lokalen Märkten einsetzbar sind und andererseits, ob sie ihr volles Potenzial in lokalen Märkten ausschöpfen können. Einige Flexibilitätsmaßnahmen verstärken Netzengpässe auch im Falle einer synchronen Aktivierung. In diesem Fall reagieren flexible Verbrauchseinheiten auf ein zentrales Marktsignal und erhöhen gleichzeitig ihre Last. Im Zusammenhang mit lokalen Strommärkten als Möglichkeit zur Hebung der untersuchten Flexibilitäten im Verteilnetz ist daher vor allem ein systemdienlicher Einsatz sicherzustellen, das heißt Flexibilität sollte dort eingesetzt werden, wo der Wert der Flexibilität am höchsten ist. Dies ist insbesondere bei der Frage nach markt- oder netzdienlicher Flexibilität relevant. Nur in diesem Fall lassen sich erhebliche Kostensenkungspotenziale realisieren. Lediglich in (E-Bridge, 2017) wurden explizit die Kostensenkungspotenziale im Zusammenhang mit der Nutzung eines Marktes für Flexibilität untersucht. Insgesamt ist daher weiterhin unsicher welchen konkreten Beitrag lokale Märkte zur Reduktion des Verteilnetzausbaus bzw. zur Kostenersparnis auf Bundesland- oder Deutschlandebene leisten können. Hierzu ist weiterer Forschungsbedarf notwendig.

Die Nutzbarmachung lokaler Flexibilitätspotenziale, bspw. durch lokale Koordinationsmechanismen, kann auch einen Effekt auf die übergeordneten Netzebenen haben. Im Falle eines koordinierten, netzdienlichen Verhaltens dezentraler Anlagen könnte nicht nur der Verteilnetzausbau reduziert werden, sondern es liegt die Vermutung nahe, dass sich dadurch auch die Kosten für den Übertragungsnetzausbau sowie für Redispatchmaßnahmen reduzieren ließen. Dabei würde zwar keine lokale Koordination stattfinden, allerdings ist dennoch denkbar, dass Flexibilität auch dem übergeordneten System zur Verfügung gestellt wird, wenn sie in einem lokalen Markt zur Verfügung steht. Fraglich ist, wie groß diese Effekte in der Praxis ausfallen würden. Bisher liefern noch keine uns bekannten Studien quantitative Ergebnisse im Zusammenhang mit dem Einfluss lokaler Koordinationsmechanismen auf den Netzausbaubedarf auf Übertragungsebene oder die Durchführung von Redispatchmaßnahmen. Die Effekte sind daher lediglich in qualitativer Hinsicht zu vermuten (s.h. Infobox). Es besteht somit noch erheblicher Forschungsbedarf im Hinblick auf zu quantifizierende Interdependenzen zwischen lokalen Koordinationsmechanismen und der Übertragungsebene.

Auswirkungen lokaler Märkte auf den Übertragungsnetzausbau und Redispatchmaßnahmen

Der in Deutschland benötigte Übertragungsnetzausbau wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur im Rahmen des Netzentwicklungsplans alle zwei Jahre ermittelt. In der aktuellen Version (BNetzA, 2020b) wird dieser Bedarf in drei Szenarien bis 2035 und in einem Szenario bis 2040 quantifiziert. Im Hinblick auf die Nutzung von Flexibilitätsoptionen wird in dem genehmigten Szenariorahmen für den Industrie- und GHD-Sektor das DSM-Leistungspotenzial (sowohl Lastabschaltung und Lastverlagerung in GW) transparent dargestellt und berücksichtigt. Für den Mobilitätssektor wird ein entsprechendes Potenzial berücksichtigt, welches allerdings nicht transparent kommuniziert wird. Es ist demnach zu erkennen, dass bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs die Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen bisher nur eine untergeordnete Rolle spielt. Es lässt sich vermuten, dass der in dem Netzentwicklungsplan ermittelte Ausbaubedarf durch weitere lokale Flexibilitätsoptionen reduziert werden könnte, falls diese für die übergeordneten Spannungsebenen nutzbar gemacht werden würden. Die Nutzung solcher Optionen hätte in der Folge auch einen Einfluss auf die Netzbetriebsführung und somit auch auf die Redispatchmaßnahmen. Letztere sind, ähnlich wie der Netzausbau, mit hohen Kosten verbunden.

Eine Maßnahme, um die konstant hohen Redispatchkosten in der Zukunft zu reduzieren, soll mit dem Redispatch 2.0 umgesetzt werden. Mit der im Oktober 2021 geplanten Einführung sollen die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich zu den konventionellen Kraftwerken auch auf einzelne EE-Anlagen mit einer Leistung von über 100 kW für die Durchführung von Redispatchmaßnahmen zugreifen können. Anlagen mit einer installierten Leistung von unter 100 kW sollen nur hinzugezogen werden, falls sie bereits heute durch den Netzbetreiber gesteuert werden können (BMWi, 2019). Die steuernden Maßnahmen gehen in diesem Fall über die einfache Abregelung hinaus. Verteilnetzbetreiber müssen dem Übertragungsnetzbetreiber dazu Informationen hinsichtlich der Wirksamkeit einzelner Anlagen für die Engpassbewirtschaftung übermitteln, was als Herausforderung für insbesondere kleine und Mittelgroße Verteilnetzbetreiber anzusehen ist. Außerdem kommen auch beim Redispatch 2.0 insgesamt nur größere EE-Anlagen in Frage, die tendenziell mindestens in der Mittelspannungsebene zu verorten sind. Das Potenzial kleinere, dezentrale Anlagen wird hingegen auch mit dem Redispatch 2.0 weiterhin kaum genutzt.

Entsprechend der in Kapitel 2.1 beschriebenen Systematik könnte jedoch das lokale Angebot an weiteren, dezentralen EE-Anlagen u.a. durch Aggregatoren nutzbar gemacht werden. Die dezentralen Anlagen werden in dem Fall aggregiert vermarktet und der übergeordneten Netzebene zur Verfügung gestellt. Lokale Koordinationsmechanismen können aber ein differenzierteres Instrument darstellen, um auch die im Verteilnetz zu verortenden EE-Anlagen netzdienlich zu betreiben. Wenn lokale Märkte dazu führen dezentrale Flexibilitäten in substanziellem Umfang nutzbar zu machen, dann könnte auch über eine entsprechende Schnittstelle zum übergeordneten System Redispatch oder Übertragungsnetzausbau vermieden werden.

3.3 Methodik zur Gesamtnutzenabschätzung

In den vorherigen Kapiteln 3.1 und 3.2 wurden zwei zentrale Nutzenaspekte lokaler Koordination betrachtet. Im Ergebnis konnte gezeigt werden, dass Indizien für zusätzliche Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom vorhanden sind und dass durch lokale Flexibilität Verteilnetzausbau vermieden werden kann. Lokale Strommärkte können in diesem Zusammenhang ein Instrument sein, um diese Nutzenaspekte zu erfüllen. Offen bleibt aber weiterhin, wie hoch das quantitative Potenzial lokaler Märkte für den Fall der Skalierung ist. Durch die Ausarbeitungen in den vorherigen Abschnitten gab es die Erkenntnis, dass auf Basis der Ergebnisse existierender Studien eine Abschätzung des Gesamtnutzens lokaler Märkte, insbesondere für Deutschland, kaum möglich ist. Folglich bedarf es einer neuartigen Methodik, um diese Bewertung zu ermöglichen. Ein Ansatz für eine solche Methodik wird in diesem Abschnitt vorgestellt.

Entsprechend der Visualisierung der Methodik in Abbildung 12 lässt sich diese in vier Arbeitsschritte gliedern. Auf die einzelnen Arbeitsschritte wird im Folgenden weiter eingegangen.

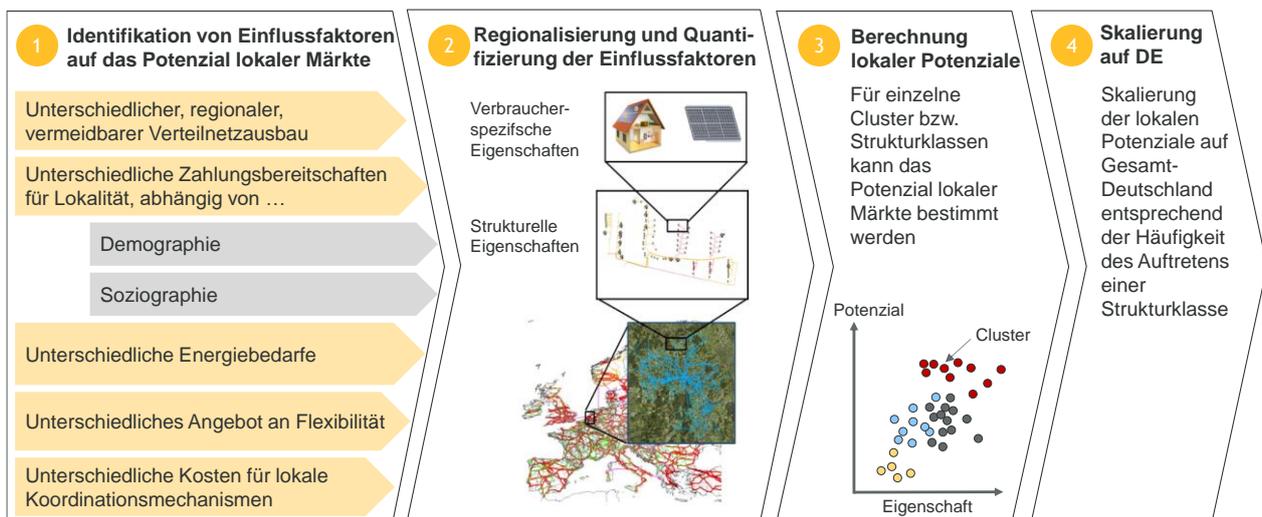


Abbildung 12: Methodik zur Gesamtnutzenabschätzung

Schritt 1: Identifikation von Einflussfaktoren auf das Potenzial lokaler Märkte

Im ersten Schritt erfolgt die Identifikation von Einflussfaktoren bezogen auf das Potenzial lokaler Märkte. Diese möglichen Einflussfaktoren sind sehr divers und stehen im Zusammenhang mit den zuvor thematisierten Nutzenaspekten. So haben unterschiedliche, regionale, Verteilnetzstrukturen ebenso einen Einfluss wie unterschiedliche Zahlungsbereitschaften der Endkunden bzw. der Prosumer. Wie die bisherige Auswertung der Literatur gezeigt hat, können die Zahlungsbereitschaften von der Demographie und der Soziographie abhängig sein. Dazu würde bspw. das Alter, Einkommen, die politische Einstellung oder der Familienstand zählen. Zusätzlich können aber auch unterschiedliche Energiebedarfe in Abhängigkeit von Gebäudetypen und Wohnsituation sowie ein regional unterschiedliches Angebot an Flexibilitätsoptionen das Potenzial lokaler Märkte beein-

flussen. Je nach Siedlungsstruktur, insbesondere hinsichtlich des Unterschieds zwischen städtischen und ländlichen Gebieten, oder nach Art des Verbrauchs (gewerblich, industriell, etc.) können sich Energiebedarfe und die zeitlichen Verbrauchsprofile erheblich voneinander unterscheiden. Auch die örtliche Durchdringung flexibler Verbraucher, bspw. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) sowie dezentraler Erzeuger wie PV- und Windenergieanlagen sind wichtige Einflussfaktoren. Zuletzt sind auch die Kosten für die Errichtung und den Betrieb lokaler Märkte zu berücksichtigen.

Schritt 2: Regionalisierung und Quantifizierung der Einflussfaktoren

Alle der aufgeführten Einflussfaktoren haben eine örtliche Dimension. Die jeweiligen Ausprägungen der Einflussfaktoren können sich also je nach Region in Deutschland sehr stark voneinander unterscheiden. Es scheint in der Folge auch plausibel, dass das Potenzial eines lokalen Marktes nicht in jeder Region gleichermaßen stark ausgeprägt ist. Es ist daher essenziell notwendig die Ausprägungen der einzelnen ermittelten Einflussfaktoren räumlich aufgelöst für einzelne Regionen zu quantifizieren. Je nach Datenlage könnte die Regionalisierung auf Postleitzahlenebene, NUTS-3 oder NUTS-4 Ebene durchgeführt werden. Möglich wäre auch die Differenzierung zwischen Verteilnetzgebieten.

Schritt 3: Berechnung lokaler Potenziale

Unter Berücksichtigung der regional quantifizierten Einflussfaktoren gilt es in einem dritten Schritt das jeweilige regionale Potenzial eines lokalen Marktes simulativ zu bestimmen. Da eine Durchführung von Simulationen für die Gesamtheit aller berücksichtigten Regionen sehr aufwändig wäre, werden zunächst Regionen mit ähnlichen Eigenschaften einzelnen Strukturklassen (Cluster) zugeordnet. In der Folge ergibt sich eine reduzierte Anzahl an Regionen mit repräsentativen Eigenschaften für die darin zusammengefassten Regionen. Für die einzelnen Cluster können dann Verteilnetz- und Marktsimulationen durchgeführt werden. Durch die Simulationen wird der Betrieb eines lokalen Marktes virtuell abgebildet. Geeignete Output-Größen solcher Simulationen wären dann bspw. der Umsatz der Marktteilnehmer (Plattformbetreiber, Prosumer, Verteilnetzbetreiber etc.), vermiedener Netzausbau, Kosten der Flexibilitätsbeschaffung, Strompreise sowie die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des lokalen Marktes. Mit den verschiedenen Output-Größen kann die Bewertung des Potenzials des lokalen Marktes für die jeweilige Strukturklasse erfolgen.

Schritt 4: Skalierung auf Gesamt-Deutschland

Mit den ermittelten Kennzahlen der Einsatzsimulationen lässt sich das Potenzial eines lokalen Marktes für einzelne Cluster von Regionen ermitteln. Für eine Abschätzung des Potenzials für Gesamt-Deutschland müssten in einem letzten Schritt die jeweiligen quantitativen Kennzahlen entsprechend des Auftretens eines Clustertyps in Deutschland multipliziert werden. Aus den einzelnen Teilpotenzialen ließe sich somit ein Gesamtpotenzial für Deutschland bestimmen.

4 Ausgewählte regulatorische Aspekte lokaler Koordination

Für eine erfolgreiche Implementierung und Skalierung lokaler Strommärkte gilt es neben Nutzenaspekten auch mögliche Hemmnisse zu beachten. Auf die potenziellen Nachteile lokaler Koordination wurde in Kapitel 2.2.2 bereits einführend eingegangen. Dieses Kapitel widmet sich nun den regulatorischen Aspekten aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive. Betrachtet und diskutiert werden u.a. die bestehenden Formen der Anreizregulierung und des Unbundlings, der EEG-Fördermechanismen, der Umlagen- und Abgabensystematik sowie der Bilanzkreissystematik. Zudem werden mögliche Hebel aufgezeigt, mit denen regulatorische Hemmnisse für lokale Koordinationsmechanismen abgebaut werden könnten.

4.1 Anreizregulierung und Unbundling

Dezentrale Koordinationsmechanismen stellen als Ergänzung zum klassischen Netzausbau eine neue Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber dar mit Engpässen umzugehen und diese effizient zu bewirtschaften. Netzbetreiber würden in einem lokalen Strommarkt als Nachfrager für Flexibilität auftreten, um im Falle eines Engpasses den unterbrechungsfreien Betrieb weiter zu gewährleisten. Der Regulierungsrahmen sollte daher so ausgestaltet sein, dass diese neue Möglichkeit gleichwertig zum klassischen Netzausbau als Option zur Verfügung steht. In diesem Fall könnten Netzbetreiber eigenständig entscheiden welche Option im Einzelfall die bessere und vor allem kostengünstigere Lösung ist. Jedoch resultieren aktuell zwei zentrale Hindernisse aus den bestehenden Regelungen der Anreizregulierung und den Unbundlingvorschriften. Auf beide Hemmnisse wird im Folgenden eingegangen.

Fehlende Anreize zur Beschaffung von dezentraler Flexibilität

Ein erstes Hemmnis in Bezug auf die Nutzung dezentraler Flexibilität liegt in der Art des Anreizes zur Beschaffung und deren Nutzung. Auf Grund der natürlichen Monopolstellung werden Netzbetreiber durch die Bundesnetzagentur reguliert. In Deutschland setzt man dazu auf die sogenannte Anreizregulierung in Form des Budgetprinzips bei dem eine Erlösobergrenze für die Netzbetreiber basierend auf den Kosten der Netzbetreiber in einem Basisjahr festgelegt und für eine Regulierungsperiode von 5 Jahren festgelegt wird (BNetzA. 2021b). Gewinne können anschließend nur erzielt werden, wenn die Kosten der Netzbetreiber das durch die Erlösobergrenze festgelegte Budget unterschreiten. Zur Ermittlung der Erlösobergrenze werden die Netzbetreiber einer Kostenprüfung und einem Effizienzvergleich unterzogen und gegeneinander gebenchmarkt. Dabei ist festzuhalten, dass nicht alle Kosten der Betreiber Teil des Effizienzvergleichs sind. Sogenannte „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ (dnbK) gehen nicht in das Benchmarking ein. Zu den dnbK zählen z.B. Konzessionsabgaben und Kosten für vorgelagerte Netzebenen, aber auch die Kosten für Entschädigungszahlen im Rahmen des Einspeisemanagements. Im Jahr 2016 wurde außerdem

das Instrument des Kapitalkostenabgleich in die Regulierung eingeführt. Der Kapitalkostenabgleich passt während der laufenden Regulierungsperiode die Erlösobergrenzen um geänderte Kapitalkosten (Kapitalkostenabzüge bzw. Abschreibungen und Kapitalkostenaufschläge, z.B. Investitionen) an. Damit gilt das Budgetprinzip nicht mehr für Kapitalkosten und folglich auch nicht für Kosten in Verbindung mit Netzausbaumaßnahmen.

Dadurch ergibt sich der Anreiz für den Verteilnetzbetreiber, kapitalkostenintensive Lösungen (CAPEX) vorzuziehen. Bezüglich der Bewirtschaftung von Netzengpässen bedeutet dies potenziell einen Nachteil für „neue“ Flexibilitätsoptionen (Nutzung von Nachfrageflexibilität, Speichern, etc.), da sie Betriebskosten (OPEX) verursachen und entsprechend dem Budgetprinzip unterliegen. Netzausbau hingegen erzeugt Kapitalkosten (CAPEX), die im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs anerkannt werden und zudem eine gesetzlich festgelegte Rendite mit sich bringen. Es bestehen also, zumindest in der Theorie, aktuell wenig Anreize für Netzbetreiber, andere Optionen als den Netzausbau zu wählen (BNetzA, 2017).

Ein möglicher, in (BNetzA, 2019) diskutierter, Ansatz könnte darin bestehen, die Kosten aller netzdienlichen Flexibilitätsoptionen als volatile Kosten zu behandeln. Änderungen dieser Kosten würden dann innerhalb der Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze nachgeführt werden.

Unbundlingvorschriften

Ein zweites Hemmnis in Bezug auf die Nutzung der lokalen Potenziale dezentraler Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber können die aktuellen Unbundlingvorschriften darstellen. Diese sollen die Unabhängigkeit des Netzbetreibers von den anderen Bereichen der Energieversorgung sicherstellen. Das Unbundling reguliert somit das Verhältnis der Netzbetreiber zu flexiblen Lasten, Erzeugungsanlagen und Speichern. Dies ist unproblematisch, wenn der Netzbetreiber als entflichtener Akteur als Nachfrager von Flexibilität auf einem lokalen Markt auftritt. Die BNetzA definiert allerdings für diesen Fall einen Entflechtungsgrad, welcher beim aktiven Engpassmanagement eingehalten werden sollte: alle Netzbetreiber, die netzdienliche Flexibilität nutzen, sollten mindestens die rechtliche, informatorische und operationelle Entflechtung in ihrem Unternehmen umzusetzen (BNetzA, 2017).

Entsprechend dieses Vorschlags müssten also auch Netzbetreiber, die aktuell mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden unter die De-minimis Grenze fallen, strengere Entflechtungsvorgaben erfüllen, wenn netzdienliche Flexibilität eingesetzt werden soll. Dies würde entsprechend gelten, wenn ein Netzbetreiber Flexibilität über eine lokale Marktplattform kontrahiert. Bei weniger starken Entflechtungsvorgaben könnte Diskriminierungspotential beispielsweise durch die Weitergabe von Informationen zu Engpasssituationen und den verfügbaren Flexibilitätsoptionen zur Behebung des Engpasses entstehen. Der Netzbetreiber verfügt aufgrund seiner Monopolstellung über Informationsvorteile, die an assoziierte Unternehmensbereiche weitergegeben werden können. Diskriminierungsfreiheit und Transparenz sind folglich entscheidende Elemente für den Einsatz von netzdienlicher Flexibilität. Es besteht somit ein Bedarf an geeigneten Vorschriften, welche dies in Zukunft hinreichend genau sicherstellen. Der diskriminierungsfreie Zugang zu Informationen ist dabei für lokale Marktplattformen von entscheidender Bedeutung.

4.2 EEG-Fördermechanismen

Eine potenzielle Anwendung lokaler Märkte ist die Koordination von Nachfrage nach lokal erzeugtem Strom mit dem entsprechenden Angebot. Wenn dafür Zahlungsbereitschaften vorliegen, können lokale Koordinationsmechanismen genutzt werden, um zusätzliche Erlöse durch die lokale Vermarktung der Stromerzeugung zu erzielen. Da die dezentrale Stromerzeugung maßgeblich auf Basis von erneuerbaren Energien erfolgt, wird das praktische Potenzial durch alternative Vermarktungsmöglichkeiten des EE-Stroms beeinflusst. Zur Verdeutlichung gibt Abbildung 13 einen Überblick über diese verschiedenen Möglichkeiten der Nutzung von EE-Strom. Es wird deutlich, dass die Vermarktung des EE-Stroms innerhalb der Fördermechanismen des EEG sowie der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms zentrale, alternative Nutzungsformen darstellen. In Bezug auf die Erlösstruktur werden diese Modelle im Folgenden lokalen Märkten gegenübergestellt. Schließlich wird abgeschätzt welches Potenzial an erneuerbarer Erzeugungsleistung durch das Ende der EEG-Förderperiode für die Koordination in lokalen Märkten in Zukunft potenziell zur Verfügung steht.

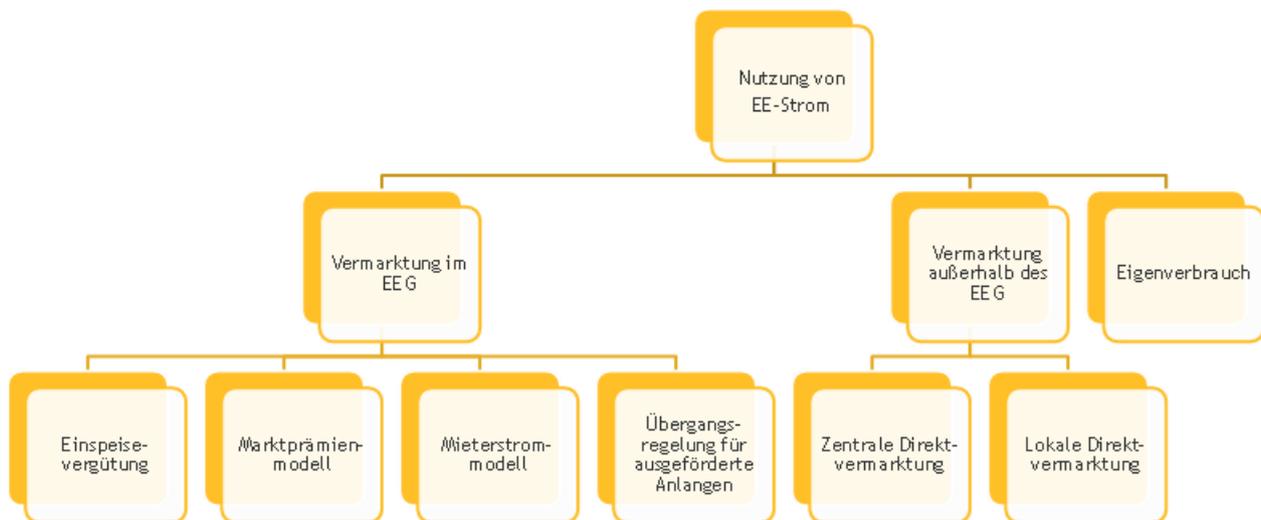


Abbildung 13: Vermarktungsmöglichkeiten innerhalb und außerhalb der EEG-Förderung

Eigene Darstellung auf Basis von EEG 2021

Vermarktung im EEG

Das EEG sieht verschiedene Fördermechanismen von erneuerbaren Erzeugungsanlagen vor, die auf der linken Seite der Abbildung 13 dargestellt sind. Neben der Einspeisevergütung und der Direktvermarktung im Marktprämienmodell besteht die Möglichkeit einer Förderung durch das Mieterstrommodell. Für ausgeförderte Anlagen, die den Förderzeitraum von 20 Jahren überschritten haben, besteht zudem seit der EEG-Novelle 2021 die Möglichkeit den erzeugten Strom durch den Netzbetreiber gegen Zahlung des Marktwertes abzüglich einer Aufwandspauschale vermarkten zu lassen. Entscheidend für die potenzielle Vermarktung über lokale Marktmechanismen ist, dass für alle Anlagen, die über die EEG-Fördermechanismen vergütet werden, eine weitere Vermarktung der Grünstromcharakteristik durch das Doppelvermarktungsverbot (§ 80 EEG) ausgeschlossen wird.

Durch dieses Gesetz wird unterbunden, dass gleichzeitig Erlöse durch die Nutzung der positiven Umwelteigenschaften des erneuerbaren Stroms und aus der EEG-Förderung generiert werden. Das Doppelvermarktungsverbot schränkt somit eine Vermarktung des Stroms als Grünstrom über lokale Märkte ein. Eine zu klärende Sonderform könnte die Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell auf lokalen Märkten ohne Ausweisung der Grünstromcharakteristik sein. Diese Kombination der beiden Vermarktungsformen könnte vorteilhaft sein, wenn sich auf dem lokalen Strommarkt ein höheres Preisniveau als an der Strombörse einstellt. Eine reine Nutzung der Lokalstromcharakteristik ohne Auszeichnung als Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verstößt zwar nicht gegen das Doppelvermarktungsverbot, allerdings bestehen hier weitere Beschränkungen durch die Regelungen zu Regionalnachweisen im EEG, sodass die Umsetzbarkeit fraglich ist.¹ Im Ergebnis müssten Betreiber EE-Stromerzeugungsanlagen zwischen einer Förderung über das EEG oder der Vermarktung der Grünstromeigenschaft an einem lokalen Markt wählen.

Für eine Teilnahme am lokalen Markt müssten die dort erzielbaren Erlöse die EEG-Förderung folglich übersteigen. Im Januar 2020 hätte eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 100 kW im Marktprämienmodell Erlöse von 8,79 ct/kWh erzielt. Würde man von einem Monatsmarktwert von 3,77 ct/kWh (Netztransparenz, 2021)² ausgehen, müsste die zusätzliche Zahlungsbereitschaft für Lokalität, die über einen lokalen Marktmechanismus theoretisch gehoben werden könnte, einen erheblichen Beitrag leisten, um die Bereitstellung der Erzeugungsleistung im lokalen Markt anzureizen. Ob eine Zahlungsbereitschaft in dieser Höhe besteht ist fraglich. Sollte der Anlagenbetreiber geringe Erlöse aus der Charakteristik der Lokalität erzielen, ist die EEG-Förderung die attraktivere Vermarktungsmöglichkeit.

Vermarktung außerhalb des EEG

Neben der Inanspruchnahme von Förderung über die Mechanismen des EEG besteht für Anlagenbetreiber die Möglichkeit zur Direktvermarktung des Stroms außerhalb des EEG oder zum Eigenverbrauch. Diese Formen der Nutzung des EE Stroms sind insbesondere relevant für Anlagen, die aus der 20-jährigen Förderperiode herauslaufen (siehe Infobox). Für diese Anlagen würde grundsätzlich die Möglichkeit bestehen, über lokale Marktmechanismen zusätzliche Erlöse zu erzielen. Dies könnte insbesondere eine vielversprechende Anwendung sein, da fraglich ist ob mit den aktuellen Marktwerten ein kostendeckender Betrieb der Anlagen möglich ist.

Um diese zu verdeutlichen, setzt Abbildung 14 die Vermarktungs- und Weiterbetriebskosten³ von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe ins Verhältnis zum Marktwert. Fixe Kosten für den Weiterbetrieb und die Direktvermarktung haben einen größeren Einfluss auf die Rentabilität, je geringer die installierte Leistung der PV-Anlage ist. Weiterbetriebs- und Vermarktungskosten könnten bei PV-Anlagen mit einer Leistung von 5 kW bis zu 10,1 ct/kWh betragen (UBA, 2020). Ein rentabler

¹ Siehe (Stiftung Umweltenergierecht, 2020), S. 3 ff. für eine ausführliche Diskussion der rechtlichen Rahmenbedingungen.

² Der Monatsmarktwert spiegelt die durchschnittlichen Stundenpreise an der Strombörse wider. Im Jahr 2020 lag der Marktwert für Solarstrom im Durchschnitt bei 2,87 ct/kWh. Dieses Jahr zeichnete sich jedoch durch niedrige Rohstoffpreise, eine niedrige Nachfrage und hohe Einspeisung erneuerbarer Energien aus. Aus diesen Gründen wurde für eine Abschätzung der Erlöse der durchschnittliche Marktwert von 2019 herangezogen.

³ (ZSW, 2019) geht davon aus, dass ausgeforderte Anlagen für weitere 10 Jahre betrieben werden können und dass in diesem Zeitraum ein neuer Wechselrichter installiert werden muss. Darüber hinaus werden Kosten für Wartung, Instandhaltung, Versicherungen und Verwaltung in den Weiterbetriebskosten berücksichtigt (ZSW, 2019).

Weiterbetrieb wäre für diese Anlagen entsprechend schwierig zu realisieren. Erlöse aus lokalen Märkten könnten folglich genutzt werden, um diese Lücke zu schließen, wenn ausreichend hohe Zahlungsbereitschaften für die Lokalcharakteristik der Stromerzeugung vorliegen.

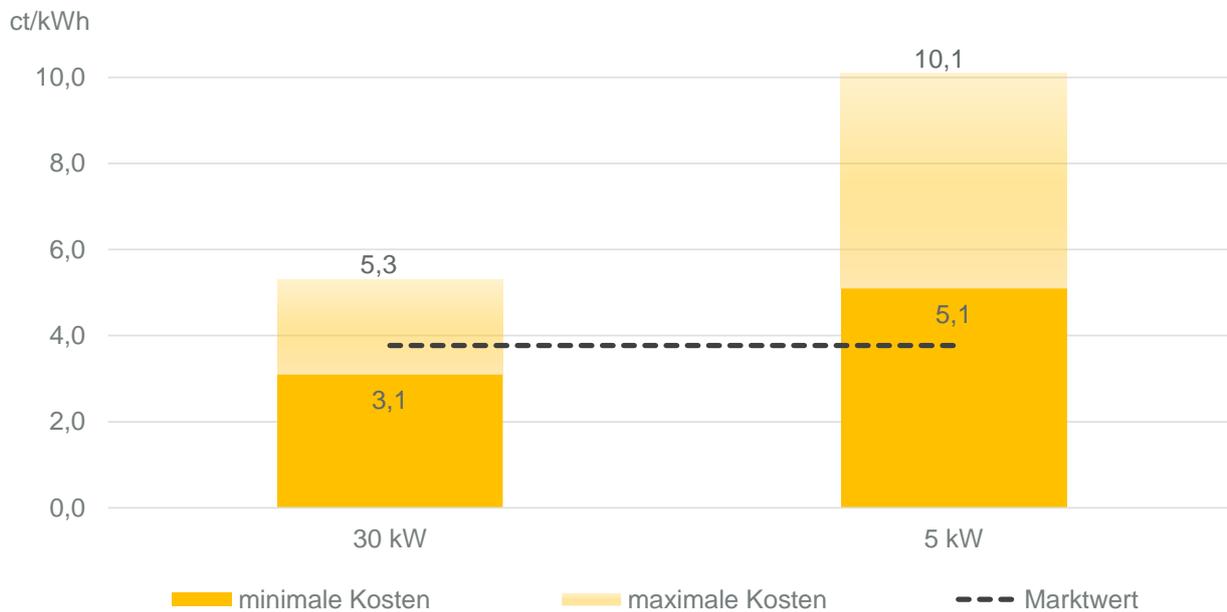


Abbildung 14: Abschätzung der Kosten und Erlöse einer PV-Anlage mit 5 kW bzw. 30 kW außerhalb der EEG-Förderung

Eigene Darstellung auf Basis von (UBA, 2020) und (Netztransparenz, 2021)

Neben der Direktvermarktung des EE Stroms besteht für Anlagenbetreiber zudem die Möglichkeit des Eigenverbrauchs des erzeugten Stroms. Aufgrund der Vielzahl von arbeitspreisbasierten Komponenten im Endverbraucherpreis für Strom bestehen Preisvorteile für selbstverbrauchten Strom gegenüber dem Netzbezug (s.h. Kapitel 4.3). Diese betragen laut (BNetzA, 2017) bis zu 19 ct/kWh. Folglich wird das Potential für die lokale Vermarktung von EE-Strom aktuell durch die wirtschaftliche Attraktivität des Eigenverbrauchs eingeschränkt. Laut Annahmen in (UBA, 2020) lässt sich durch einen Batteriespeicher ein Selbstverbrauchsanteil von bis zu 60 % des erzeugten Stroms erreichen.⁴ Dieser Anteil der Stromerzeugung würde also für eine Vermarktung über lokale Märkte nur zur Verfügung stehen, wenn die Zahlungsbereitschaft für die Lokalität größer als die Vorteile des Eigenverbrauches, ggfls. in Verbindung mit Investitionen in Speichertechnologien, sind.

⁴ Bei entsprechender Dimensionierung des Batteriespeichers, können auch höhere Eigenverbrauchsanteile erreicht werden. Der ökonomische Trade-off besteht hier zwischen den Kosten des Speichers und dem marginalen Nutzen der Erhöhung des Eigenverbrauchs. Bei weiter sinkenden Speicherkosten würde sich entsprechend auch der optimale Anteil des Eigenverbrauchs erhöhen.

Ausblick: Das Potenzial ausgeförderter Anlagen für lokale Märkte

Angesichts der auslaufenden EEG-Förderung einiger Anlagen im Laufe des Jahres 2021 steigt die Relevanz alternativer Vermarktungsmöglichkeiten. Abbildung 15 illustriert die Höhe der installierten Leistung von PV-, Onshore Windenergie- und Biomasseanlagen, welche in den kommenden Jahren das Ende der Förderperiode erreicht.

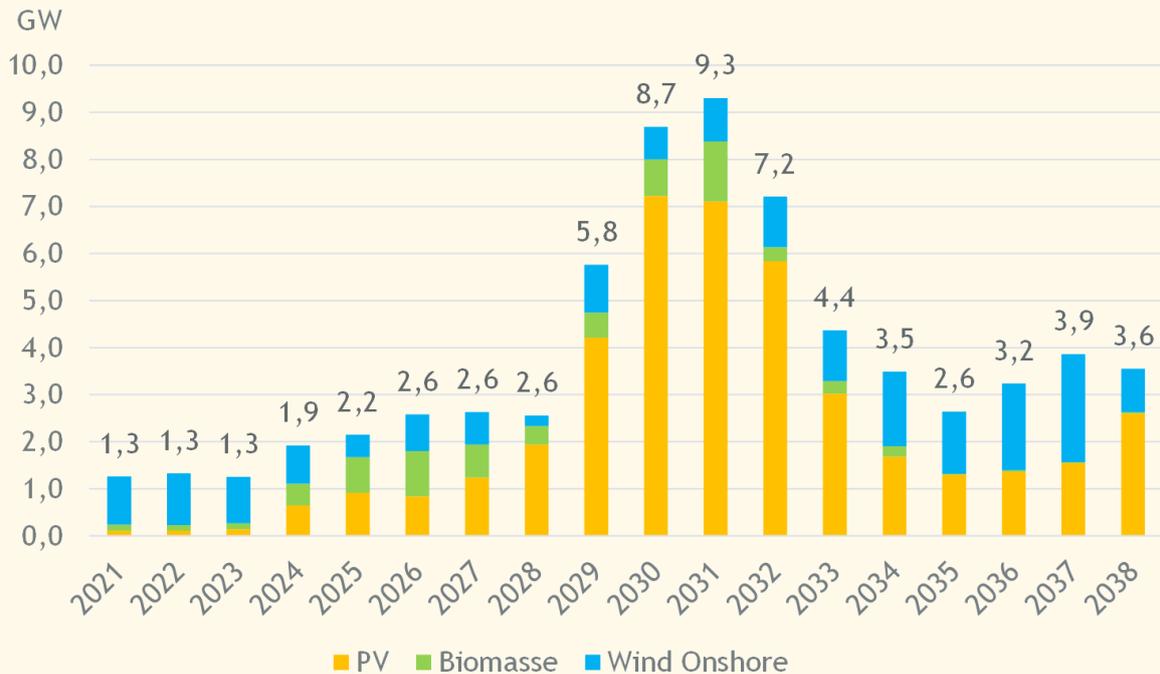


Abbildung 15: Abschätzung der ausgefördernten Anlagenleistung nach Technologie in der Nieder- und Mittelspannungsebene.

Eigene Darstellung auf Basis von (Netztransparenz, 2020)

Bereits im Jahr 2021 betrifft das Ende der EEG-Förderung Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1,3 GW. Der Großteil dieser Anlagen, rund 1 GW, entfällt dabei auf Windenergieanlagen. Ab 2024 steigt die Anzahl der ausgefördernten PV-Anlagen stark an. Im Jahre 2030 entfällt die Förderung nach EEG für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 GW.

Ab 2027 endet die Übergangslösung, welche die Bundesregierung für den Weiterbetrieb ausgeförderter Anlagen vorgesehen hat (BMWi, 2020a). Bis zu diesem Zeitpunkt sind 4,1 GW an Anlagen bereits aus der EEG-Förderung gefallen. Zusätzlich endet die Förderung weiterer PV - Anlagen mit einer Leistung von 26,3 GW bis 2032. Folglich wird für eine Vielzahl an Anlagen in der nächsten Dekade die Frage nach alternativen Vermarktungsoptionen relevant.

4.3 Umlagen- und Abgabensystematik

Der Endverbraucherpreis für Strom besteht neben den Beschaffungs- und Vertriebskosten aus verschiedenen staatlich veranlassten und regulierten Preiskomponenten. Diese Preisbestandteile beeinflussen die Anreizstrukturen der Endverbraucher und sind somit auch relevant für die Anreize zur Teilnahme an lokalen Marktmechanismen. Die Struktur des Endverbraucherpreises für Haushalte ist in Abbildung 16 dargestellt. Die Energiebeschaffung macht dabei lediglich 8 ct/kWh des Gesamtpreises von 32 ct/kWh aus. Im Folgenden werden Hemmnisse durch die fixen kWh-basierenden Preiskomponenten diskutiert. Anschließend werden zusätzliche Effekte durch die aktuelle Gestaltung von Netzentgelten erläutert.

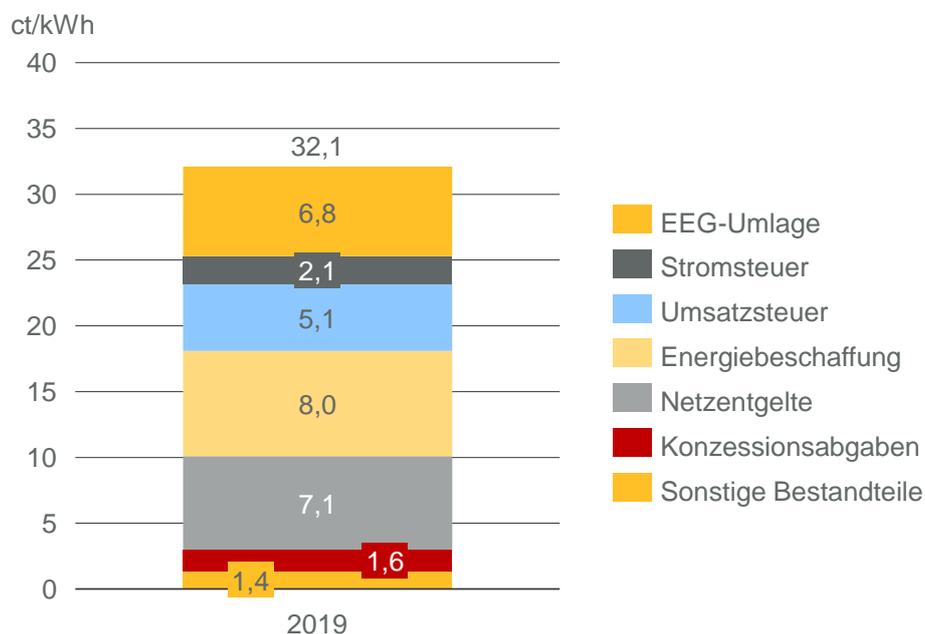


Abbildung 16: Durchschnittlicher, mengengewichteter Strompreis für Letzverbraucher am 1. April 2019

Eigene Darstellung auf Basis von (BNetzA, 2021a)

Hemmnisse durch arbeitsbezogene Preiskomponenten

Wie in Abschnitt 4.2 dargestellt, führen arbeitsbezogene Preiskomponenten zu einer Privilegierung des Eigenverbrauchs selbsterzeugten Stroms gegenüber zum Netzbezug. Die Privilegierung entsteht, da der Eigenverbrauch von den verschiedenen arbeitsbezogenen Abgaben, Umlagen, Steuern und Netzentgelten weitgehend befreit ist. Im Ergebnis werden Anlagen, die für den Eigenverbrauch genutzt werden, damit von Marktsignalen aus dem Großhandel oder von möglichen lokalen Koordinationsmechanismen weitgehend entkoppelt. Entsprechend führt die Privilegierung dazu, dass Anreize zur Vermarktung von lokal erzeugtem Strom oder Flexibilität auf einem lokalen Markt gehemmt werden.

Für die Flexibilitätsbereitstellung durch Speicher ergeben sich weitere Hemmnisse durch die Einstufung als Letztverbrauch und die damit verbundene teilweise Doppelbelastung des eingespeicherten Stroms mit Abgaben, Steuern und Umlagen. Das bedeutet, dass Abgaben, Steuern und Umlagen zum einen bei der Einspeicherung und dann erneut beim Verbrauch des Stroms nach Ausspeicherung entrichtet werden müssen. Obwohl die Doppelbelastung der EEG-, KWKG- und Offshore-Netzumlage abgeschafft wurde, reduziert die Doppelbelastung weiterhin das Potenzial für die Erbringung von dezentraler Flexibilität durch Speichertechnologien, wie beispielsweise durch Batteriespeicher.

Um die beschriebenen Hemmnisse zu reduzieren, ist eine alternative Gestaltung der Endverbraucherpreise erforderlich. Dies könnte beispielsweise durch alternative Finanzierungsmodelle für die EEG-Förderung oder eine Reduktion der energiebasierten Steuerbelastung erreicht werden. Für die Jahre 2021 und 2022 wurde die EEG-Umlage bereits auf 6,5 ct/kWh bzw. 6,0 ct/kWh gedeckelt (BMWi, 2020b). Die Fehleinnahmen im EEG-Konto werden unter anderem aus den Einnahmen des nationalen CO₂-Emissionshandels gedeckt. Perspektivisch könnte das EEG-Konto komplett aus alternativen Einnahmequellen finanziert werden. Die Stromsteuer wurde 1999 aus wirtschafts- und klimapolitischen Gründen eingeführt und sollte unter anderem Effizienzsteigerungen im Stromsektor stimulieren (Agora, 2017). Eine Prüfung ob die ursprünglichen Zielsetzungen der Stromsteuer vor dem Hintergrund der angestrebten verstärkten Elektrifizierung in den Endverbrauchssektoren aktuell noch gelten ist sinnvoll.

Weiterhin könnte eine Stärkung von entnahmeunabhängigen Bestandteilen der Netzentgelte zur Reduktion der beschriebenen Hemmnisse beitragen. Die bestehende Struktur der Netzentgelte besteht insbesondere für Haushaltskunden zu großen Teilen aus Arbeitspreisen. Daraus resultiert ein Anreiz den Beitrag zur Netzfinanzierung durch den Eigenverbrauch zu verringern. Da die Netzkosten weitgehend unabhängig von der entnommen elektrischen Arbeit sind, spricht man hier auch von einem Entsolidarisierungseffekt durch den resultierenden höheren Finanzierungsbeitrag von Verbrauchern ohne die Möglichkeit zu Eigenversorgung. Alternative Ausgestaltungsformen der Netzentgelte sind erhöhte Grundpreiskomponenten oder anschlussbezogene Entgeltkomponenten. Diese würden nicht zu den beschriebenen Anreizen und damit auch zu einer erhöhten Verfügbarkeit von dezentralen Anlagen in potenziellen lokalen Koordinationsmechanismen führen.

Hemmnisse durch leistungsbezogene Netzentgelte und Ausnahmetatbestände

Im Gegensatz zu Haushalten, ist für große lastganggemessene Stromverbraucher die Leistungspreiskomponente entscheidend für die zu entrichtenden Netzentgelte. Deren Höhe wird maßgeblich von der Bezugsspitze des Verbrauchers im Laufe eines Jahres bestimmt. Folglich entsteht für diese Verbraucher der Anreiz das Verbrauchsprofil so flach wie möglich zu gestalten, um Leistungsspitzen zu senken und Netzentgeltzahlungen zu reduzieren. Daraus folgt, dass die Verfügbarkeit des Verbrauchers zur Bereitstellung von Flexibilität durch Lasterhöhung eingeschränkt wird, wenn dies die Jahreshöchstlast erhöhen würde. Entsprechend schränkt die Netzentgeltsystematik auch die Verfügbarkeit der Flexibilität zur Vermeidung lokaler Netzenspässe in einem lokalen Marktmechanismus ein.

Weitere Hemmnisse entstehen durch Sonderregelungen für sogenannte atypische und stromintensive Netznutzer nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Während atypische Netznutzer den Anreiz haben ihre Verbrauchslast in vorab definierte Niederlastzeitfenster zu verschieben, erfahren stromintensive Netznutzer eine Privilegierung für einen gleichmäßigen Strombezug. Beide Ausgestaltungsformen der Sonderregelung schränken die Bereitstellung von Flexibilität ein. Veränderungen im Verbrauchsverhalten können beispielsweise zu erhöhten Netzentgelten bei atypischen Netznutzern führen, wenn die Lastverschiebung in das Hochlastzeitfenster fällt. Für stromintensive Letztverbraucher kann die Bereitstellung von Flexibilität zu einer Unterschreitung der erforderlichen 7.000 Benutzungsstunden oder 10 GWh Stromverbrauch im Jahr führen, und so ebenfalls in einer Erhöhung der Netzentgeltzahlungen resultieren.

Die aktuelle Struktur der Netzentgelte für Großverbraucher innerhalb und außerhalb der Sonderregelungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV bieten wenig Anreiz, Flexibilität bereitzustellen. Für eine Anpassung der Netzentgeltstruktur sollte die Frage nach dem Einfluss des Verbrauchsverhaltens auf die Netzkosten eine zentrale Bedeutung einnehmen. Die bestehenden Regelungen basieren auf der Annahme, dass die Netzkosten durch die zeitgleiche Jahreshöchstlast bestimmt werden und dass eine Reduktion dieser Jahreshöchstlast durch Verstetigung des Verbrauchs Kosten senkt. Diese Annahme ist vor dem Hintergrund von großen Mengen dezentraler und volatiler Stromerzeugung in den Verteilnetzen nicht mehr zeitgemäß. Beispielsweise kann eine Erhöhung der Last synchronisiert mit Einspeisespitzen der Stromerzeugung gerade sinnvoll sein und Netzkosten senken. Auch hier würde eine Anpassung der Netzentgeltstruktur hin zu entnahmeunabhängigen Komponenten sowie die Abschaffung der genannten Sonderregelungen zu verbesserten Anreizen für Flexibilitätsbereitstellung führen.

Zusammengefasst lässt sich feststellen, dass die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgelte für Haushaltskunden sowie für leistungsgemessene Großverbraucher nicht kostenreflexiv ist und sich somit nur bedingt eignet, um den Einsatz von mehr Flexibilität anzureizen. Eine Lösung könnte für Haushalte eine stärker entnahmeunabhängige Ausgestaltung der Netzentgeltstruktur darstellen. Eine Abkehr von der auf der Jahreshöchstlast beruhenden Netzentgeltstruktur und den beschriebenen Ausnahmeregelungen würde zudem für Großverbraucher mehr Freiheitsgrade schaffen, ihre Last an der Einspeise- oder Netzsituation zu orientieren. Für eine umfassende Diskussion von Netzentgeltreformen müssen allerdings zusätzliche Aspekte wie Verteilungseffekte einbezogen werden.

4.4 Bilanzkreissystematik

Das Konzept des lokalen Strommarktes wirft zuletzt auch Fragen in Bezug auf das Bilanzkreismanagement (s.h. Infobox) auf. In der Regel sind Haushalte Teil des Bilanzkreises ihres Stromlieferanten. Dieser kann den klassischen Lastgang der meisten Verbraucher in der Regel hinreichend genau durch Standardlastprofile abbilden und beschafft sich entsprechend Energie am Strommarkt.

Einschub Bilanzkreis

Als Bilanzkreis wird das Energiemengenkonto von Marktteilnehmern im Strommarkt bezeichnet. Sie werden von sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) bewirtschaftet. Dazu zählen z.B. Erzeuger, Energieversorger oder Energiehändler. Der BKV meldet die beabsichtigten viertelstundenscharfen Energielieferungen und -bezüge für den folgenden Tag beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bis spätestens 14:30 Uhr des Vortages an. BKV sind rechtlich verpflichtet, ihren Bilanzkreis in jeder Lieferviertelstunde ausgeglichen zu halten. Ein Bilanzkreis ist ausgeglichen, wenn die im Bilanzkreis eingespeiste Menge Strom der entnommenen Menge Strom entspricht, d.h. der Bilanzkreissaldo gleich Null ist. Der Status der einzelnen Bilanzkreise wird durch die ÜNB in ihrer jeweiligen Regelzone kontrolliert. Wird durch die Summe der Bilanzkreisungleichgewichte in einer Regelzone der Abruf von Regelleistung durch den Netzbetreiber zur Sicherung der Netzstabilität erforderlich, werden die mit diesem Abruf verbundenen Kosten über den sogenannten Ausgleichsenergiepreis (regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis - reBAP) auf die das Leistungsbilanzungleichgewicht verschärfenden Bilanzkreise abgewälzt. Der reBAP errechnet sich aus den in allen vier deutschen Regelzonen durch einen Abruf anfallenden Regelarbeitskosten, geteilt durch die abgerufene Menge Regelarbeit je Viertelstunde.

Antizipiert ein BKV nach Übermittlung des Fahrplans an den ÜNB ein Bilanzungleichgewicht in seinem Bilanzkreis (beispielsweise aufgrund einer unerwarteten Veränderung des prognostizierten Verbrauchs von im Bilanzkreis enthaltenen Haushalten), so muss er den Bilanzkreis glattstellen. Dies kann zum einen durch den Ver- oder Zukauf von Strom am Intraday-Markt geschehen. Zum anderen können, wenn der BKV dazu in der Lage ist, auch Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen direkt angesteuert werden, um ein Ungleichgewicht zu beseitigen.

Im Falle der zusätzlichen Teilnahme von Haushalten an einem lokalen Strommarkt, der nicht unbedingt dem Bilanzkreis des Energielieferanten zugerechnet wird, könnte es dem Energielieferanten erschweren, seinen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Dies wäre dann der Fall, wenn es durch das Verhalten der Marktteilnehmer zu unerwarteten Abweichungen in der Last kommt (ewi ER&S, 2017). Insbesondere auf Grund der Informationsasymmetrien zwischen Energiedienstleister und Endverbraucher sind die auftretenden Ungleichgewichte aus Sicht des Bilanzkreisverantwortlichen schwer zu prognostizieren. In der Folge muss der Bilanzkreisenergie positive oder negative Aus-

gleichsenergie kurzfristig beschaffen, um das Auseinanderfallen von Angebot und Nachfrage auszugleichen. Die in der Folge des Bilanzkreisungleichgewichtes entstehen zusätzlichen Kosten würden beim Energielieferanten, nicht aber beim Plattformbetreiber selbst anfallen. Es stellt sich somit die Frage, wie ein lokaler Strommarkt in das klassische System des Bilanzkreismanagement integriert werden kann, ohne dass damit ein zusätzliches Bilanzierungsrisiko und in der Folge zusätzliche Kosten verbunden sind. Es besteht also der Bedarf an Ausgestaltungsformen, die es ermöglichen, auch im Falle der Implementierung eines lokalen Strommarktes, Angebot und Nachfrage vor der tatsächlichen Erfüllung bestmöglich auszugleichen. Im Zusammenhang möglicher Ausgestaltungsformen ist der Aspekt des Risikos von entscheidender Bedeutung. Wichtig ist zu definieren und zu kennen, wer das Risiko für etwaige Ungleichgewichte trägt.

Eine Möglichkeit zur Lösung der Bilanzkreisproblematik wäre eine Ausgestaltungsform, in welcher der lokale Markt selbst einen eigenen Bilanzkreis bildet. Voraussetzung für die Bilanzkreisabrechnung ist die Zuordnung von Einspeise- und Entnahmestellen zu einem Bilanzkreis. Indem sämtliche Entnahmen der (auch) an der Plattform auftretenden Teilnehmer in denselben Bilanzkreis bilanziert werden, kommt es zwar zu Lieferantenwechseln. Diese hätten jedoch keine Auswirkung auf die spätere Bilanzkreisabrechnung. Entsprechen den Ausführungen in (Stiftung Umweltenergie-recht, 2020) wären die rechtlichen Anforderungen des Bilanzkreismanagements für die Teilnehmer an einer regionalen Energieplattform an sich gut handhabbar. Das Risiko des Bilanzausgleichs geht also von dem ursprünglichen Bilanzkreisverantwortlichen auf den Betreiber der lokalen Marktplattform über. Wie hoch dieses Risiko dann noch ist, hängt von der Ausgestaltung des lokalen Marktes und der damit einhergehenden Prognosegüte ab.

Eine andere Möglichkeit neben der Bildung eines neuen Bilanzkreises würde in der Verrechnung von Abweichungen mit anderen Bilanzkreisen bestehen. Kommt es beispielsweise zu einem Matching zwischen Stromangebot und -nachfrage von zwei Teilnehmern des lokalen Strommarktes und sind diese zwei Marktteilnehmer zwei unterschiedlichen Bilanzkreisen zugeordnet, dann würde in den beiden Bilanzkreisen auf Grund des nicht vorhergesehenen Verhaltens jeweils entgegengesetzte Ungleichgewichte auftreten (ewi ER&S, 2017). Normalerweise müssten sich die Bilanzkreisverantwortlichen dann positive bzw. negative Ausgleichsenergie beschaffen. Um dies zu verhindern, könnten sich die beiden beteiligten Bilanzkreisverantwortlichen jedoch über geplante kurzfristige Abweichungen austauschen. Über die Bilanzkreisgrenzen hinweg würden somit die Teilnehmer des lokalen Marktes wieder richtig bilanziert werden. Damit wäre jedoch hoher administrativer Aufwand verbunden. Kommunikationsschnittstellen müssten implementiert werden und der Austausch von Kundeninformationen zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen müsste rechtlich erlaubt sein. Dadurch wird diese Option des Bilanzkreismanagements zumindest mittelfristig schwierig darstellbar.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (Agora, 2017): Neue Preismodelle für Energie - Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. April 2017

Agora Energiewende (Agora, 2018): Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr - Optionen für eine aufkommensneutrale CO₂-Bepreisung von Energieerzeugung und Energieverbrauch. November 2018

Agora Verkehrswende (Agora, 2019): Regulatory Assistance Project (RAP), Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus, 2019.

Agora Energiewende (Agora, 2020): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen - Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. 2020.

Buechner, J., Katzfey, J., Floercken, O., Moser, A., Schuster, H., Dierkes, S., ... & van Amelsvoort, M. (BMW, 2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMW), 1st edn, Bonn, 2014.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW, 2020a): Gesetzentwurf der Bundesregierung - Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, IAEW (RWTH Aachen), TU Dortmund, OFFIS, Venios, BTC, Innogy, Westnetz (BMW, 2018): Das proaktive Verteilnetz - Abschlussbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMW).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW, 2019): Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus, 13. Mai 2019. URL: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl119s0706.pdf#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s0706.pdf%27%5D__1613987230683

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW, 2020b): Altmaier: „Die EEG-Umlage 2021 sinkt - Entlastung aus dem Konjunkturpaket wird umgesetzt“, 15. Oktober 2020. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/10/20201015-altmaier-die-eeg-umlage-2021-sinkt-entlastung-aus-dem-konjunkturpaket-wird-umgesetzt.html>

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, April 2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2018): Leitfaden zum Einspeisemanagement - Version 3.0, Juni 2018

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019): Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Consentec GbmH und Frontier Economics Ltd. Im Auftrag der Bundesnetzagentur, Juli 2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020a): Monitoringbericht 2019, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 13. Januar 2020.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020b): Netzentwicklungsplan - Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035, Juni 2020.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2021a): Monitoringbericht 2020, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 27. Januar 2021.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2021b): Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern. URL:https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/anreizregulierung-node.html, Stand: 08. März 2021.

Deutsche Energieagentur (dena, 2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 2012.

Zander, W., Lemkens, S., Macharey, U., Langrock, T., Nailis, D., Zdrallek, M., ... & Schalle, H. (dena, 2017): „dena-Netzflexstudie-Optimierter Einsatz von Speichern für Netz und Marktanwendungen in der Stromversorgung,“. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017.

Bründlinger, T., König, J. E., Frank, O., Gründig, D., Jugel, C., Kraft, P., ... & Seidl, H. (dena, 2018a): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), ewi Energy Research & Scenarios, 2018.

Deutsche Energieagentur (dena, 2018b): Wie kann der Energiemarkt und -handel der Zukunft gestaltet werden? Lösungsansätze zur nachhaltigen Entwicklung von Geschäftsmodellen durch Start-ups im Energiebereich. dena-Factsheet, 2018.

Rehtanz, C., Greve, M., Häger, U., Hagemann, Z., Kippelt, S., Kittl, C., ... & Wagner, C. (ef.Ruhr, 2017): Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. ef.Ruhr GmbH, TU Dortmund - ie³ Institut für Energiesysteme, Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2017.

Ackermann, T., Martensen, N., Brown, T., Untsch, S., Tröster, E., Geidel, S., ... & Ritter, D., (Energynautics, 2014): Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Hg. v. Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz (MWKEL), energynautics GmbH, 2020.

E-Bridge (E-Bridge, 2017): Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz. Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende. Studie im Auftrag deutscher Verteilnetzbetreiber, 2017.

- E-Bridge (E-Bridge, 2019):** Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz. Kurzstudie im Auftrag von innogy SE, EWE NETZ GmbH, Stadtwerke München Infrastruktur GmbH, 2019.
- Bertsch J., Elberg C., Helgeson B., Knaut A., Tode C. (ewi ER&S, 2017):** Disruptive Potential in the German Electricity System - an Economic Perspective on Blockchain. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Juli 2017.
- Frontier Economics (Frontier, 2017):** Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland. Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0), 2017.
- Hackbarth, A., & Löbke, S. (Hackbart und Löbke, 2020):** Attitudes, preferences, and intentions of German households concerning participation in peer-to-peer electricity trading. Energy Policy, 138, 111238, 2020.
- Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C. W. & Tersteegen, B. (Hirth et al., 2018):** Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem. Studie im Auftrag des BMWi, Berlin, 2018.
- Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C. W. & Tersteegen, B. (Hirth et al., 2019):** Strategisches Bieten in Flex-Märkten. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69. Jg. (2019) Heft 6.
- Höckner, J., Voswinkel, S., Weber, C., Kramer, N., Rinck, M., Hofer, S., Börries, S. & Herrmann, A. (Höckner et al., 2019):** Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Netzengpassmanagement, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69. Jg. (2019) Heft 7/8.
- Braun, M., & Krybus, I. (House of energy, 2018):** Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034, Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung. Kassel, 4. 2018.
- Jeddi S., Sitzmann A. (Jeddi & Sitzmann, 2019):** Netzentgeltsystematik in Deutschland - Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen, 10. Dezember 2019.
- Rehtanz, C., Moser, A., & Kays, J. (Land NRW, 2014):** Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen (Gutachten), ef. Ruhr GmbH, TU Dortmund - ie³ Institut für Energiesysteme, RWTH Aachen - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Studie im Auftrag des Landes NRW, 2014.
- Mankiw, N. G. (Mankiw, 2014):** Principles of economics. Cengage Learning, 2014.
- Mattes, A. (Mattes, 2012):** Grüner Strom: Verbraucher sind bereit, für Investitionen in erneuerbare Energien zu zahlen. DIW-Wochenbericht, 79(7), 2-9, 2012.
- Mengelkamp, E., Staudt, P., Gärtner, J., Weinhardt, C., & Huber, J. (Mengelkamp et al., 2018):** Quantifying factors for participation in local electricity markets. In 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM) (pp. 1-5). IEEE, 2018.

Mengelkamp, E., Schönland, T., Huber, J., & Weinhardt, C. (Mengelkamp et al., 2019): The value of local electricity-A choice experiment among German residential customers. *Energy Policy*, 130, 294-303, 2019.

Netztransparenz (Netztransparenz, 2020): EEG-Anlagenstammdaten - EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019, 31. Juli 2020. URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>

Netztransparenz (Netztransparenz, 2021): Marktprämie - Monatsmarktwerte (MW) gemäß Anlage 1 (zu § 23a EEG) Nr. 5.2, 08. Februar 2021. URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>

Reuter, E., & Loock, M. (Reuter & Loock, 2017): Empowering local electricity markets: A survey study from Switzerland, Norway, Spain and Germany, 2017.

Rommel, J., Sagebiel, J., & Müller, J. R. (Rommel et al., 2016): Quality uncertainty and the market for renewable energy: Evidence from German consumers. *Renewable Energy*, 94, 106-113, 2016.

Sagebiel, J., Müller, J. R., & Rommel, J. (Sagebiel et al., 2014): Are consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online Choice Experiment in Germany. *Energy Research & Social Science*, 2, 90-101, 2014.

Fietze D., Papke A., Wimmer M., Antoni O., Hilpert J. (Stiftung Umweltenergierecht, 2020): Der Rechtsrahmen für regionale Peer to Peer-Energieplattformen unter Einbindung von Blockchains. Studie im Auftrag des Fraunhofer-Instituts für Angewandte Informations-technik FIT (Fraunhofer-FIT) im Rahmen des Vorhabens Peer to Peer-Energiehandel auf Basis von Blockchains (pebbles). September 2020.

Umweltbundesamt (UBA, 2020): Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs - Weiterbetrieb ausgeförderter Photovoltaikanlagen - Kurzgutachten. Oktober 2020

Virtuelles Institut Smart Energy (VISE, 2020): Aggregation von Haushalten in (regionalen) virtuellen Kraftwerken - Regulatorische Rahmenbedingungen und Hürden. 9. April 2020

Walker, G. (Walker, 2008): What are the barriers and incentives for community-owned means of energy production and use?. *Energy policy*, 36(12), 4401-4405, 2008.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW, 2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, März 2019. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Abkürzungsverzeichnis

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Capital Expenditures
DE	Deutschland
dena	deutsche Energie-Agentur
dnbK	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
IncDec	Increase Decrease
LEM	Lokaler Energiemarkt
NEP	Netzentwicklungsplan
OPEX	Operating Expenses
P2P	Peer-to-Peer
reBAP	Ausgleichsenergiepreis
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
WP	Wärmepumpe
WR	Wechselrichter

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zentralität vs. Dezentralität von Angebot und Nachfrage	7
Abbildung 2: Übersicht über die betrachteten Studien	13
Abbildung 3: Übersicht über die betrachteten Studien, ergänzt um die Hauptaussagen.....	15
Abbildung 4: Übersicht über die betrachteten Studien mit Fokus auf Deutschland	17
Abbildung 5: Durchschnittlicher jährlicher, bundesweiter Netzausbau in km.....	18
Abbildung 6: Durchschnittliche, jährliche Netzausbaukosten in Mrd. €	19
Abbildung 7: Mögliche Kostenreduktion durch Flexibilitätsmaßnahmen	20
Abbildung 8: Übersicht über die betrachteten Studien mit Fokus auf einzelne Bundesländer	21
Abbildung 9: Durchschnittlicher jährlicher, bundeslandspezifischer Netzausbau in km.....	22
Abbildung 10: Durchschnittliche, jährliche Netzausbaukosten in Mrd. €.....	23
Abbildung 11: Mögliche Kostenreduktion durch Flexibilitätsmaßnahmen	24
Abbildung 12: Methodik zur Gesamtnutzenabschätzung	27
Abbildung 13: Vermarktungsmöglichkeiten innerhalb und außerhalb der EEG-Förderung	31
Abbildung 14: Abschätzung der Kosten und Erlöse einer PV-Anlage mit 5 kW bzw. 30 kW außerhalb der EEG-Förderung.....	33
Abbildung 15: Abschätzung der ausgeförderten Leistung nach Energieträger in der Nieder- und Mittelspannungsebene.....	34
Abbildung 16: Durchschnittlicher, mengengewichteter Preis für Letzverbraucher am 1. April <i>Eigene Darstellung auf Basis von (BNetzA, 2021)</i>	35
Abbildung 17: Gesamte Netzausbaukosten in Abhängigkeit des Betrachtungszeitraums	51
Abbildung 18: Gesamte Netzausbaukosten in Abhängigkeit des Betrachtungszeitraums	52

Anhang

A.1 Zahlungsbereitschaften aus Mattes (2012)

Zahlungsbereitschaften (ct/kWh) verschiedener Konsumentengruppen

Eigenschaft	Ökostromkunde		Geschlecht		monatl. Haushalts-Nettoeinkommen	
	ja	nein	w	m	<3000 Euro	>3000 Euro
Strom aus erneuerbaren Energien	2,56	2,14	2,56	2,00	-	-
EVU ist reiner Ökostromanbieter	12,08	1,94	4,14	3,08	2,78	6,59
EVU bietet sowohl Öko- als auch Strommixtarife	7,20	1,56	2,75	2,14	1,62	4,81
EVU ist regionaler Versorger	4,42	3,31	3,78	3,11	3,23	4,10
EVU investiert in EE	12,48	7,55	9,02	7,50	8,80	8,24
Stromtarif hat Gütesiegel	-	-	2,47	1,40	1,50	1,52
Stromtarif bietet 12-monatige Preisgarantie	4,79	3,19	3,90	3,20	-	-

 Liefert ein Indiz für vorhandene Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom

A.2 Zahlungsbereitschaften aus Sagebier et al. (2013)

Zahlungsbereitschaften (ct/kWh) verschiedener Konsumentengruppen

Kriterium	Kundensegmente		
	Grüne Kunden	Preisbewusste Kunden	„Change Makers“
Volle Preistransparenz	-3,72	0,25	-14,86
Teilhabe an Entscheidungsprozessen des Unternehmens	-7,57	-1,54	-3,13
Geographische Entfernung des Unternehmens zu den Kunden	8,35	2,25	15,94
Eigentümer am Unternehmen: 10-99	2,00	-0,29	10,86
Eigentümer am Unternehmen: 100-999	-1,19	0,82	0,09
Eigentümer am Unternehmen: >1000	0,60	-0,14	13,47
Anteil EE: 33%	7,54	3,59	25,15
Anteil EE: 66%	16,29	3,73	55,81
Anteil EE: 100%	23,42	5,92	81,04

Liefert ein Indiz für vorhandene Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom

A.3 Zahlungsbereitschaften aus Rommel et al. (2016)

Zahlungsbereitschaften (ct/kWh) verschiedener Konsumentengruppen

Kriterium	Art des Versorgungsunternehmens		
	Investoren- geführtes Unternehmen	Kommunales Unternehmen	Genossen- schaft
Anteil erneuerbarer Energien: 0%	0,00	1,82	0,55
Anteil erneuerbarer Energien: 33%	0,77	3,50	2,05
Anteil erneuerbarer Energien: 67%	1,54	5,18	3,56
Anteil erneuerbarer Energien: 100%	2,31	6,87	5,07

 Liefert ein Indiz für vorhandene Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom

A.4 Zahlungsbereitschaften aus Mengelkamp et al. (2019)

Präferenzen für Eigenschaften des Stromproduktes

Auswahloptionen			Ergebnis Kundensegmente	
Kriterium		Δ Kosten	Allgäu	Deutschland
Anbieterwahl	Jetziger Anbieter	+ 0 €	34,98	13,13
	Anbieterwechsel	- 5 €	-7,66	-0,73
	Eigenhandel	- 10 €	-27,32	-12,40
Stromquelle	Konventionell	+ 0 €	-46,37	-17,86
	Grünstrom	+ 5 €	18,37	16,35
	Regionaler Grünstrom	+ 10 €	19,06	5,73
	Lokaler Grünstrom	+ 15 €	8,93	-4,22
Daten- verwendung	Keine Verwendung	+ 0 €	0,19	1,85
	Verwendung	- 5 €	-0,19	-1,85
Investition	0 €	+ 0 €	28,52	55,97
	500 €	- 5 €	-32,62	-7,77
	1000 €	- 10 €	83,63	-48,20

Liefert ein Indiz für vorhandene Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom

A.5 Zahlungsbereitschaften aus Hackbarth und Löbbe (2020)

Präferenzen für Eigenschaften des Stromproduktes

Kategorie	Aussage	Präferenz
Offenheit gegenüber P2P Stromhandel	"P2P Stromhandel ist innovativ und modern,"	3,74
	"P2P Stromhandel ist im Vergleich zu einem Standard-Stromtarif mit mehr Vor- als Nachteilen verbunden."	3,14
Einstellung zur Umwelt, Regionalität und Transparenz	"Ich bin besorgt über das menschliche Verhalten und seine Auswirkungen auf das Klima und die Umwelt".	4,32
	"Ausführlichere Informationen über die Herkunft und Herstellung von Produkten sind mir wichtig".	3,89
Technisches Interesse	"Ausführlichere Informationen über die Herkunft und Herstellung von Produkten sind mir wichtig".	4,08
	"Ich interessiere mich für technische Neuheiten".	3,90

 Liefert ein Indiz für vorhandene Zahlungsbereitschaften für lokalen Strom

A.6 Netzausbaukosten in Abhängigkeit des Betrachtungszeitraums (Deutschland)

Die im Zusammenhang mit dem erwarteten Verteilnetzausbau anfallenden Kosten werden in der Abbildung 17 dargestellt. Dort werden die gesamten Netzausbaukosten in der Verteilnetzebene dem jeweiligen Betrachtungszeitraum gegenübergestellt. Jeder Datenpunkt repräsentiert eines der zuvor aufgeführten Referenzszenarien der jeweiligen Studien.

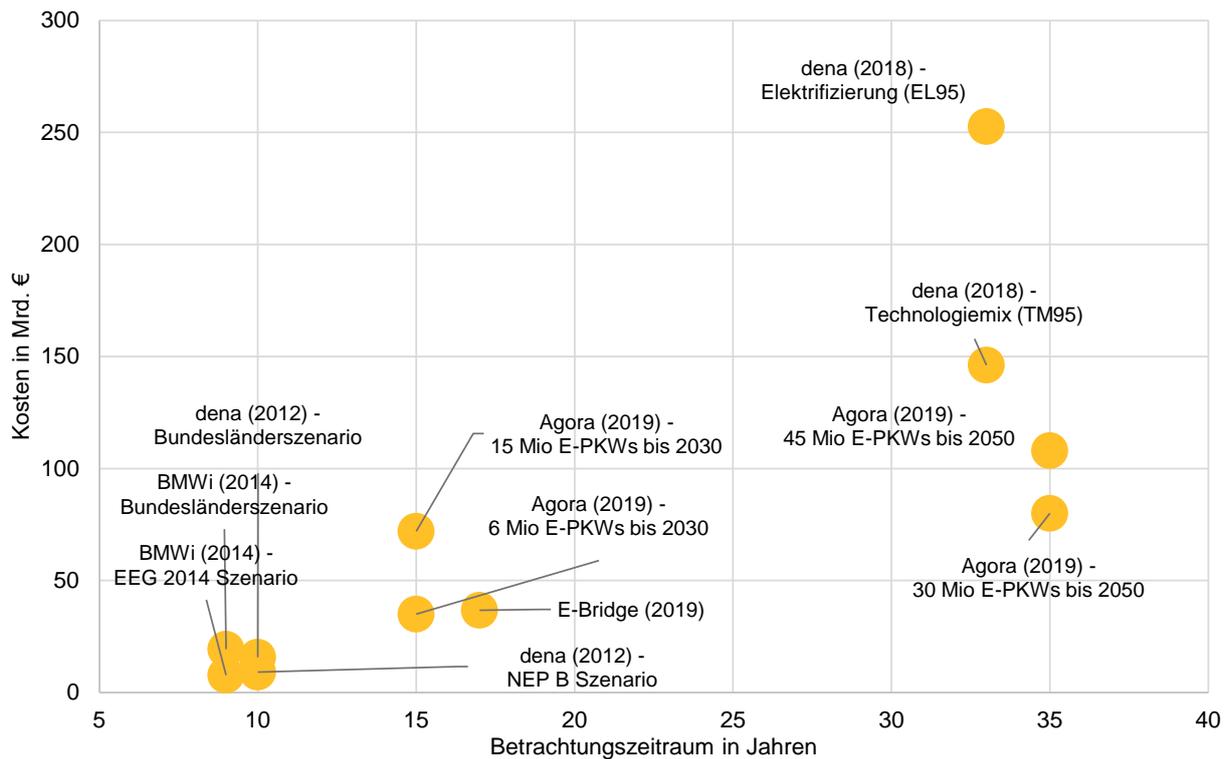


Abbildung 17: Gesamte Netzausbaukosten in Abhängigkeit des Betrachtungszeitraums

Bei einem Betrachtungszeitraum von bis zu 17 Jahren liegen die erwarteten Netzausbaukosten recht nahe beieinander. Die Abweichungen nehmen zu, je größer der Betrachtungszeitraum ist. Die höchsten Gesamtkosten für den Verteilnetzausbau prognostiziert (dena, 2018a) in dem Szenario Elektrifizierung (EL95). Diese höheren Kosten im Vergleich zu den anderen Studien sind auf eine besonders hohe Elektrifizierung der Sektoren zurückzuführen. Bei einem vergleichbaren Betrachtungszeitraum prognostiziert (Agora, 2019) einen geringeren Verteilnetzausbau. Der unterschiedliche Fokus und abweichende Annahmen über die Fortschreibung der Elektrifizierung und Sektorenkopplung führen zu stark variierenden Prognosen zwischen (Agora, 2019) und (dena, 2018a). Die niedrigsten Kosten werden in (BMWi, 2014) prognostiziert. Hierbei stützt sich die Modellierung auf die EEG-Beschlüsse des Bundeskabinetts aus dem Jahr 2014. Dieser Entwicklungspfad ist weniger ambitioniert als das Bundesländerszenario der Studie.

A.7 Netzausbaukosten in Abhängigkeit des Betrachtungszeitraums (Bundesländer)

Die Datenpunkte in der nachfolgenden Abbildung 18 repräsentieren jeweils die Abhängigkeit der Gesamtkosten des Verteilnetzausbaus vom Betrachtungszeitraum im jeweiligen Basisszenario der Studien.

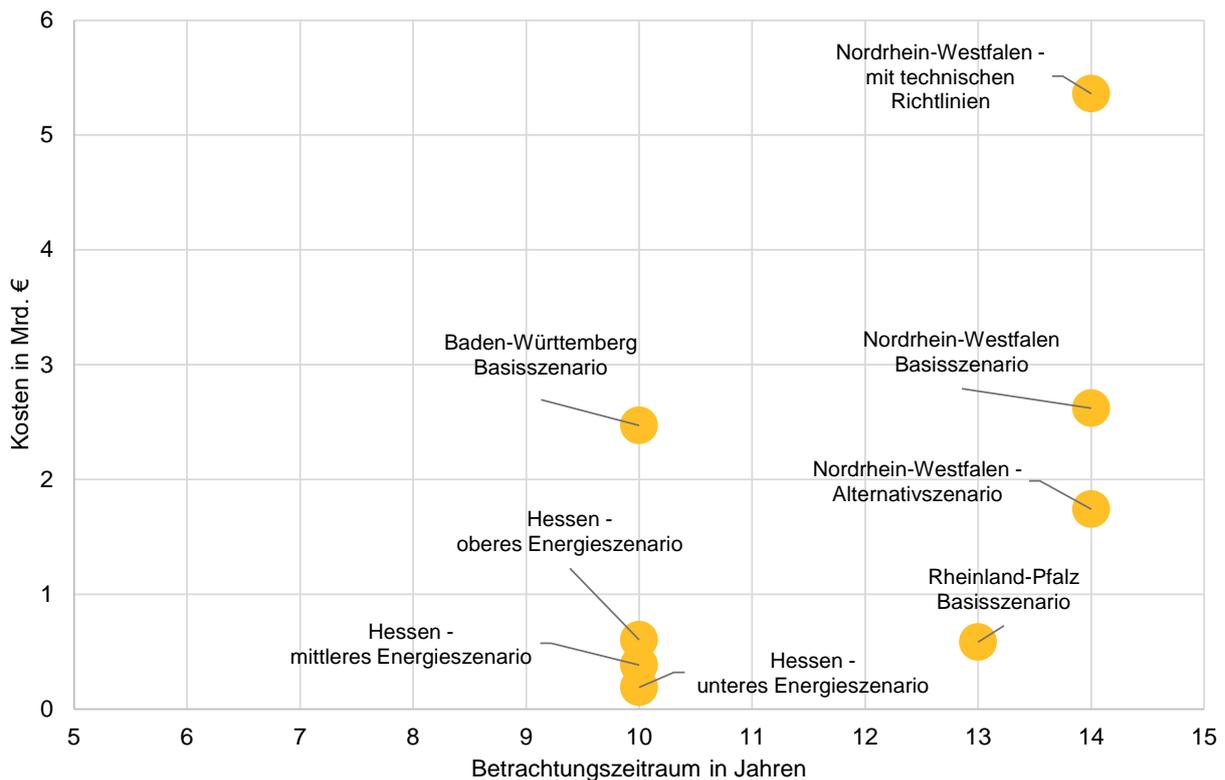


Abbildung 18: Gesamte Netzausbaukosten in Abhängigkeit des Betrachtungszeitraums

Die absoluten Gesamtkosten für das NRW-Szenario mit technischen Richtlinien übersteigen die Kosten der anderen betrachteten Studien deutlich. Während für die Bundesländer Hessen und Rheinland-Pfalz Gesamtkosten zwischen 0,2 Mrd. € und 0,6 Mrd. € innerhalb von zehn bzw. 13 Jahren prognostiziert werden, rechnet man für Nordrhein-Westfalen mit maximalen Kosten in Höhe von 5,4 Mrd. €.

Ein Grund für die hohen Abweichungen sind die unterschiedlichen strukturellen Gegebenheiten innerhalb der Bundesländer sowie deren Größe. Auch der Ausbau erneuerbarer Energien unterscheidet sich zwischen den Bundesländern. Während im Basisszenario in Nordrhein-Westfalen laut der Verteilnetzstudie bis 2025 eine Kapazität von 19,7 GW installierte Leistung an erneuerbaren Energien errichtet werden soll, wird für Hessen eine Leistung von maximal 14,2 GW bis 2035 prognostiziert.