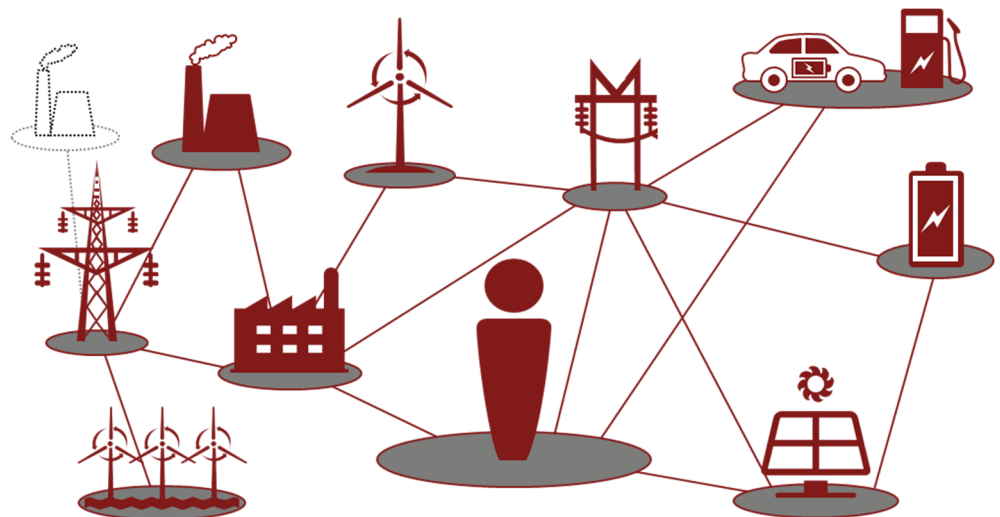

Studie zum Zukunftsbild Stromverteilnetze

Im Auftrag des Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.

29. Juni 2019



Vorwort

Auf dem Weg zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele wird die Energiewende in Deutschland in den kommenden zehn Jahren zunehmend in eine Phase der umfassenden Systemintegration von erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeugen eintreten. Während in diesem Kontext der Ausbau der Übertragungsnetze in der Vergangenheit regelmäßig im Zentrum politischer Diskussionen stand, werden auch die Verteilnetze für Strom sukzessive an ihre Grenzen geführt und müssen daher verstärkt in den Fokus rücken.

Durch die Elektrifizierung des Verkehrssektors steigt der Leistungsbedarf in einzelnen Netzbereichen stark an und führt in einigen Regionen bereits heute zu konkreten Handlungsbedarfen. Der flächendeckende Ausbau von Photovoltaik-Anlagen stellt ebenfalls neue Anforderungen an die Netzkapazitäten in der Niederspannung und den vorgelagerten Ebenen, während die zunehmende Verbreitung von Batteriespeichern einen netzentlastenden Effekt mit sich bringen kann. Gleichzeitig verlassen grundlastfähige Erzeugungskapazitäten den Markt und müssen kompensiert werden. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, ist eine zielgerichtete Modernisierung der Verteilnetze notwendig. Die Digitalisierung wird dabei helfen, Energie bedarfsgerecht zu verteilen, Ausbaubedarfe frühzeitig zu erkennen und wirtschaftlich effiziente Verteilnetze zu gestalten. Dazu ist es notwendig, dass die von der Bundesregierung bereits erkannten Handlungsfelder wie eine Reform der Netzentgelte und eine Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens zeitnah angegangen werden.

Die Anforderungen an die Verteilnetze der Zukunft werden jedoch nicht nur durch die angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Verbraucher definiert, sondern auch durch ein verändertes Verhalten von Kunden und den demografischen Wandel. Eine alternde Gesellschaft, die zunehmende Urbanisierung, alternative Lebensweisen und eine steigende Akzeptanz für vernetzte Geräte werden Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen stellen und ihnen gleichzeitig Wege zu deren Lösung aufzeigen. Vor diesem Hintergrund haben wir in dieser Studie ein Zukunftsbild für die Stromverteilnetze für das Jahr 2030 entworfen, in dem wir das Energienutzungsverhalten der Endkunden in den Mittelpunkt der Untersuchungen stellen. Mit Hilfe von Personas kann das zukünftige Verhalten verschiedener Endkundengruppen im Jahr 2030, welches sich bereits heute in vielfältigen Trends widerspiegelt, abgebildet werden. Ziel ist die Erweiterung vorhandener Untersuchungen mit einer neuen Perspektive und eine Anregung des weiteren Dialogs mit allen Akteuren.

Im Rahmen unserer Untersuchungen und aus den Gesprächen mit den Energieexperten aus dem Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V., der an der Erstellung der Studie beteiligten Unternehmen und weiteren Branchenvertretern konnten wir in diesem Kontext zahlreiche Erkenntnisse gewinnen. Demnach wird sich nicht nur der Einsatz von Betriebsmitteln und die Struktur von Verteilnetzen bis 2030 stark verändern. Auch die aktive Rolle von Endkunden und ein verändertes Selbstverständnis der Verteilnetzbetreiber wird von zentraler Bedeutung für das Gesamtsystem sein. Wir wünschen Ihnen eine erkenntnisreiche und angenehme Lektüre.



Anke Hüneburg
Leiterin Bereich Energie
Zentralverband Elektrotechnik-
und Elektronikindustrie e.V.



Dr. Volker Breisig
Partner Energy & Utilities
PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis.....	3
1. Ziel der Studie	4
2. Management Summary	5
3. Frame 2030 – Wie sieht das Energiesystem im Jahr 2030 aus?.....	8
3.1. Durch Trendanalyse zum Frame 2030	8
3.2. Das Energiesystem im Jahr 2030.....	9
3.3. Personas im Frame 2030.....	11
3.3.1. Auswahl der Personas.....	11
3.3.2. Darstellung der Personas	13
3.3.3. Einfluss der Personas	19
3.4. Geschäftsmodelle im Frame 2030.....	20
4. Entwicklungen – Welche technischen, regulatorischen und gesellschaftlichen Trends begründen den Frame 2030?	22
4.1. Ex-Post: Was geschah bisher?.....	22
4.2. Ex-Ante: Was wird in den nächsten Jahren geschehen?	24
5. Auswirkungen – Welche Auswirkungen sind als Folge des Frame 2030 zu erwarten?	29
5.1. Auswirkungen auf Unternehmen der Energiewirtschaft.....	29
5.2. Auswirkungen auf Strommärkte und Netzentgelte.....	30
5.3. Auswirkungen auf Verteilnetzbetreiber.....	32
5.4. Auswirkungen auf Endkunden	34
6. Aktion – Welche Funktionalitäten der Stromverteilnetze sind vor dem Hintergrund des Frame 2030 erforderlich?	36
Anhang A: Quellenverzeichnis	38
Anhang B: Beteiligte Unternehmen	41
Anhang C: Netzberechnungen	42
Anhang D: Abkürzungsverzeichnis	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schaubild des Energiesystems im Jahr 2030.....	10
Abbildung 2: Sinus-Milieus in Deutschland 2018	12
Abbildung 3: Steckbrief Persona 1	13
Abbildung 4: Steckbrief Persona 2.....	15
Abbildung 5: Steckbrief Persona 3	16
Abbildung 6: Steckbrief Persona 4.....	17
Abbildung 7: Steckbrief Persona 5	18
Abbildung 8: Entwicklung der Belastungssituationen eines Referenznetzes	19
Abbildung 9: Schaubild der Geschäftsmodelle im Frame 2030.....	21
Abbildung 10: Zubau der installierten Netto-Leistung zur Stromerzeugung	22
Abbildung 11: Entwicklung der Netto-Erzeugungsleistung in Deutschland bis 2030	25
Abbildung 12: Entwicklung des Elektrofahrzeugbestandes in Deutschland bis 2030	27
Abbildung 13: Entwicklung der Netzentgeltstruktur für Endkunden	31
Abbildung 14: Netzbelastung in 2030 ohne Einfluss von Personas in verschiedenen Referenznetzstrukturen... 33	33
Abbildung 15: Belastungssituation des Referenznetzes "Siedlungsbebauung" für den Frame 2030.....	33
Abbildung 16: Handlungsfelder als Ergebnis des Frame 2030	36
Abbildung 17: Referenzstrukturen für Untersuchungen der Niederspannungsebene	42
Abbildung 18: Gleichzeitigkeitsfaktor für die Simulation der Elektrofahrzeuge	44
Abbildung 19: Gleichzeitigkeitsfaktor für die Simulation der Elektrofahrzeuge im Worst-Case Szenario	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Oberphänomene und Makro-Trends für die Zukunft der Stromverteilnetze.....	8
Tabelle 2: Übersicht der Simulationsannahmen	42
Tabelle 3: Übersicht Elektromobilität.....	44
Tabelle 4: Übersicht der Ergebnisse für das Szenario Wintertag.....	45
Tabelle 5: Übersicht der Ergebnisse für das Szenario Sommertag	46
Tabelle 6: Übersicht über die Ergebnisse des Worst-Case Szenarios	47

1. Ziel der Studie

Diese Studie wurde von der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft („PwC“), dem Fraunhofer-Institut für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung („Fraunhofer IOSB“) und der TRENDONE GmbH („TRENDONE“) im Auftrag des Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. („ZVEI“) erstellt. Ziel der Studie ist ein aktiver Diskussionsbeitrag zur Zukunft der Energieversorgung in Form eines Zielbildes für Stromnetze in Deutschland mit Schwerpunkt auf den Verteilnetzen.

Im Rahmen der Energiewende wird das deutsche Energiesystem durch eine zunehmend volatile sowie dezentrale Energieerzeugung und eine Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors geprägt. In diesem Kontext verschiebt sich die Einspeisung zunehmend von den Übertragungs- in die Verteilnetze, in denen durch den Zubau von E-Ladepunkten zudem höhere Leistungen abgerufen werden. Auf der anderen Seite ermöglichen Energiemanagementsysteme, Batteriespeicher und andere Anwendungen sowie eine zunehmende Digitalisierung der Netze eine effiziente Nutzung von Energie und die Bereitstellung von Flexibilitäten auf Verteilnetzebene und in den Immobilien. Gleichzeitig entsteht eine Vielzahl neuer Technologien und Geschäftsmodelle, die in das bestehende System integriert werden müssen. Ohne ein umfassendes Konzept, wie die Verteilnetze in Zukunft in das Energiesystem einzubinden sind, können diese zum Flaschenhals bei der Erreichung der klima-, energie- und verkehrspolitischen Ziele werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber verfügen mit dem Netzentwicklungsplan bereits über ein sehr umfangreiches Instrument zur Abstimmung von Ausbau- und Modernisierungsbedarfen. Für Verteilnetzbetreiber fehlt ein äquivalentes flächendeckendes Instrument noch und wird voraussichtlich erst in einigen Jahren zur Verfügung stehen.¹ Bisherige Untersuchungen zur Zukunft der Stromverteilnetze konnten entweder aktuelle Entwicklungen noch nicht berücksichtigen² oder wurden auf Ebene und Initiative der Länder³ erstellt und erlauben somit keine allgemein bzw. bundesweit gültigen Rückschlüsse. Entsprechend bleiben wichtige Fragen hinsichtlich geeigneter Flexibilitätsoptionen oder möglicher Marktmodelle offen, die u. a. durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie („BMWi“) mit den Forschungsprogrammen „SINTEG – Schaufenster intelligente Energie“ und „Reallabore der Energiewende“ beantwortet werden sollen. Das BMWi berücksichtigt zukünftige Anforderungen an Verteilnetze außerdem in seiner Langfristplanung und in Konsultationen für die Stromversorgung.⁴ Dennoch bleibt die Frage nach einem übergreifenden Gesamtbild im Hinblick auf die Zukunft der Stromverteilnetze.

In dem beschriebenen Kontext ergibt sich dringender Untersuchungsbedarf hinsichtlich der mittel- bis langfristigen technischen und regulatorischen Entwicklung der Stromverteilnetze. Um die zukünftigen Bedürfnisse und Präferenzen der an die Stromnetze angeschlossenen Nutzer in das Zentrum zu rücken, werden in dieser Studie verschiedene „Future Personas“ definiert, die das Zielbild, den „Frame 2030“, begründen. Ausgangspunkt für die Entwicklung dieser Personas und des Frame 2030 sind Trends, die sich zum Teil schon heute durch neue Lösungsangebote von etablierten Unternehmen und Start-Ups erkennen lassen. Auf dieser Grundlage wird der Frame 2030 in den Kontext aktueller Entwicklungen in der Energiewirtschaft gestellt. Ergänzend werden Netzsimulationen auf Basis von Referenznetzstrukturen zur Untersuchung der Einflüsse des Frame 2030 auf Stromverteilnetze und zur Identifizierung möglicher Maßnahmen durchgeführt. Anschließend werden die Auswirkungen dieses Zielbildes auf die verschiedenen Akteure der Energiewirtschaft beleuchtet und Handlungsfelder abgeleitet. Die Handlungsfelder beziehen sich nicht allein auf Verteilnetze oder Verteilnetzbetreiber, sondern wirken über Anschlusspunkte bis in die Kundenanlagen, beziehen sich auf alle relevanten Akteure und beinhalten auch regulatorische Weiterentwicklungen. Auf diese Art soll eine Diskussionsgrundlage für die sich verändernde Rolle der Verteilnetze für Strom und deren Relevanz für die Erreichung der klimapolitischen Ziele geschaffen werden.

¹ Vgl. Europäisches Parlament (2019), Art. 32 Abs. 3 ff.

² Vgl. dena (2012); Büchner et al. (2014)

³ Vgl. z. B. Braun et al. (2018)

⁴ Vgl. BMWi (2017)

2. Management Summary

Die vorliegende Kurzstudie zeichnet ein Zielbild der Stromverteilnetze für das Jahr 2030 („Frame 2030“), verifiziert dieses im Kontext der aktuellen Entwicklung des Energiesystems, erläutert Auswirkungen auf verschiedene Akteure und gibt Handlungsempfehlungen für die Entwicklung der Stromverteilnetze ab. Grundlage für den Frame 2030, seine Personas und seine Auswirkungen sind aktuelle Trends in der Energiewirtschaft, insbesondere in Form von neuen Geschäftsmodellen und innovativen Technologien sowie vorhandene Studien und Untersuchungen zur Zukunft der Stromverteilnetze.

Der Frame 2030 verbildlicht das stark veränderte Energiesystem der Zukunft

Ausgangspunkt für den Frame 2030 ist eine Trendanalyse, basierend auf Mikro-Trends in Form von neuen, intelligenten, leistungsstarken und strukturverändernden Innovationen. Diese können zu Makro-Trends und schließlich Oberphänomenen zusammengefasst werden. Für das Zukunftsbild der Stromverteilnetze im Jahr 2030 wurden die Oberphänomene „Plant and Operations“, „Energy Storage Solutions“, „Network Intelligence“, „E-Mobility“ und „Future Consumer“ identifiziert.

Darüber hinaus wird das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2030 starke Veränderungen durchlaufen. Viele Großkraftwerke werden abgeschaltet und die Stromerzeugung erfolgt zunehmend dezentral auf den unteren Netzebenen und durch erneuerbare Energien mit dargebotsabhängiger Einspeisung. Dies erfordert auch den weiteren Ausbau der Kapazitäten der Übertragungsnetze für den überregionalen und länderübergreifenden Lastausgleich. Ein großer Teil des zukünftigen Bedarfs an Flexibilität und Systemdienstleistungen wird jedoch auf Ebene der Verteilnetze und der Endkunden bzw. Immobilien erbracht.

Da auch kleinste Letztverbraucher durch entsprechende energie- und informationstechnische Anwendungen und Systeme verstärkt in der Lage sein werden, selber Strom zu erzeugen und Systemdienstleistungen zu erbringen, spielen ihr Verhalten und ihre technische Ausstattung eine zunehmend wichtige Rolle für die Stromverteilnetze. Personas ermöglichen die Abbildung der Endkunden im Jahr 2030 als aktive Teilnehmer im Energiesystem und dadurch eine Bewertung des Einflusses von Veränderungen in ihrer energietechnischen Ausstattung und ihrem Verbrauchsverhalten. Viele Haushaltskunden werden einerseits durch dezentrale Erzeugung und das Verursachen starker Lastspitzen (insbesondere durch das Laden von Elektrofahrzeugen) für zusätzliche Netzbelastungen sorgen. Gleichzeitig können Flexibilitätsoptionen (Speicher, Lastverschiebung) und Home Energy Management Systems die Stromnetze stabilisieren.

Während heute vor allem Eigenheimbesitzer auf ein breites Portfolio an technischen Ausstattungen zugreifen können, stehen zukünftige Technologien und Geschäftsmodelle auch Mehrfamilienhausbewohnern zur Verfügung. Daher werden Personas für beide Kategorien betrachtet (Persona 1 und Persona 2). Andere Haushaltskunden werden Energiethemen gegenüber weiterhin verschlossen sein und ihr Verbrauchsverhalten bis 2030 nur wenig verändern (Persona 3). Durch ihr netzdienliches Verhalten können die Personas die Belastungssituation in der Niederspannung deutlich verbessern.

Unternehmen aus dem Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen stehen ähnliche Energietechnologien wie Haushalten zur Verfügung, allerdings in einem größeren Maßstab. Entsprechend kann für Gewerbeunternehmen bzw. für deren Immobilien Energiemanagement noch effektiver praktiziert werden. Systemdienliches Verhalten bekommt einen Marktwert und kann für die Stabilisierung von Mikronetzen genutzt werden. Industrieunternehmen mit großen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen steht ein ganzes Portfolio an Flexibilitäten zur Verfügung, welches sie an verschiedenen Märkten gewinnmaximierend vermarkten können. Gewerbe- und Industriekunden werden jeweils durch eine Persona (Persona 4 und Persona 5) abgebildet, um ihren Einfluss auf den Frame 2030 darzustellen.

Parallel nimmt auch der Einfluss neuer und innovativer Geschäftsmodelle und Technologien auf das Energiesystem zu. Einige dieser Modelle sind auf die physikalischen Funktionalitäten der Stromverteilnetze angewiesen, z. B. Erzeugungs-, Speicher und Elektromobilitätslösungen. Andere hingegen, z. B. lokale Energiemärkte oder Power Purchase Agreements („PPA“), benötigen eine Kommunikationsinfrastruktur, die Verteilnetze und die angeschlossenen Messsysteme bereitstellen können. Verteilnetzbetreiber sollten in der Lage sein, diese neuen Geschäftsmodelle bestmöglich zu unterstützen. Weitere Geschäftsmodelle, insbesondere die Initiierung von weitgehend autarken Mikronetzen, können sogar eine Konkurrenz zu Verteilnetzen darstellen.

Neben technischen und regulatorischen begründen auch demografische Trends den Frame 2030

Während der Anteil der erneuerbaren Energien an der installierten Leistung zur Stromerzeugung heute bei 57% liegt, wird dieser Wert nach Szenario C des aktuellen Entwurfs des Netzentwicklungsplans und unter anderem bedingt durch den Atom- und Kohleausstieg bis 2030 auf 76% ansteigen. Sowohl heute als auch zukünftig sind dabei über 90% der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis von erneuerbaren Energien auf Verteilnetzebene installiert.⁵ Gleichzeitig wird die insgesamt installierte Erzeugungsleistung stark ansteigen. Hinzu kommt ein Zuwachs des Marktanteils von Elektrofahrzeugen am Privatfahrzeugbestand, der nach Einschätzungen von PwC von heute 0,3% auf über 20% in 2030 ansteigen wird.⁶ Das Laden von elektrischen Fahrzeugen findet fast ausschließlich in den Verteilnetzen statt. Die mit beiden Effekten verbundene zusätzliche Belastung der Verteilnetzebene muss kompensiert werden. Hierzu steht unter anderem eine PV-Batteriespeicherleistung zur Verfügung, die von 0,3 Gigawatt in 2017 auf über 10 Gigawatt in 2030 ansteigen wird.⁷

Die vorgenannten Entwicklungen sind das Ergebnis eines Förderregimes, insbesondere bedingt durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Durch die regelmäßige Weiterentwicklung dieses Gesetzes und durch andere Maßnahmen, unter anderem der Öffnung der Vorgaben für die Beschaffung von Systemdienstleistungen durch die Übertragungsnetzbetreiber, wurden die Grundlagen für die Marktintegration von erneuerbaren Energien verbessert.

Mit der weiteren Verbreitung der dezentralen Stromerzeugung, Stromspeicherung und Erzeugung von Wärme aus Strom sowie der wachsenden Verantwortung der Stromverteilnetze bei der Bereitstellung von Flexibilität und Systemdienstleistungen wird sich auch die Regulierung für die Marktintegration kleiner Anlagen weiterentwickeln. Intelligente Messsysteme, deren Rollout bis 2030 weitestgehend abgeschlossen sein wird, stehen Anlagen bzw. Kommunikationseinheiten dabei als Technologie zur Verfügung. Ihre Nutzung wird aktuell für weitere Einsatzbereiche beschrieben, um die Sicherheitsarchitektur des Gateways dort nutzbar zu machen. Für die Ausgestaltung des Frame 2030 wurde eine darauf aufbauende Weiterentwicklung der Regulierung angenommen, die eine effiziente Nutzung von Flexibilitätsoptionen durch Verteilnetzbetreiber erlaubt. Dies betrifft unter anderem eine Veränderung der Anreizregulierung und der Netzentgeltsystematik.

Daneben sind zukünftige und intelligente Netze bereits Gegenstand diverser Forschungsprojekte. Diese haben das Ziel, die geeignetsten Technologien für die Kommunikation in solchen Netzen sowie praxisnahe Marktmodelle zu evaluieren. In diesem Zusammenhang werden auch die Einsatzmöglichkeiten und der wirtschaftliche Einsatz steuerbarer Anlagen unter der Berücksichtigung der Sektorkopplung analysiert.

Überlagert werden die vorgenannten technischen und regulatorischen Entwicklungen durch demografische Trends, insbesondere die Urbanisierung sowie eine zunehmende Affinität gegenüber innovativen und digitalen Geräten und Anwendungen. Die Anzahl der in Städten und in Mehrfamilienhäusern lebenden Bevölkerung wird in den nächsten Jahren weiter zunehmen. Damit verbunden sind neue Ansprüche an Mobilitäts- und Wohnkonzepte, deren Befriedigung unter anderem durch Lösungen auf Quartiersebene stattfinden wird.

Alle Akteure und Märkte des Energiesystems erfahren Auswirkungen durch den Frame 2030

Der Frame 2030 verändert die heutigen Rollenprofile der Akteure des Energiesystems. Etablierte Unternehmen wie Energielieferanten oder Energieerzeuger verringern ihren Fokus auf einzelne Stufen der Wertschöpfungskette und bieten als Dienstleister integrierte Services an. Zusätzlich bilden sich neue Rollen durch innovative Geschäftsmodelle, z. B. die Initiierung und der Betrieb von Plattformen. Diese können durch etablierte wie auch neue Unternehmen ausgefüllt werden. Auch Unternehmen aus anderen Branchen wie z. B. der Mobilität oder der Wohnungswirtschaft weiten ihre Tätigkeiten in der Energiewirtschaft aus und bieten ebenfalls integrierte Services an. Hersteller aller Branchen können dabei auf neue Technologien zurückgreifen, die dem Endkunden umfangreiche Mehrwerte bieten.

Die bestehenden Strommärkte werden im Frame 2030 Teil eines marktbasiereten Flexibilitätsmanagements sein. Der Verteilnetzbetreiber tritt als regulärer Marktteilnehmer auf, der nur in Phasen gefährdeter Versorgungssicherheit regulierend eingreift. Der § 14a EnWG bietet eine Ausgangsbasis für dieses System, welches sich an existierenden Vorschlägen zur Ausgestaltung, wie z. B. dem „Ampelkonzept“ des BDEW Bundesverband der Energie-

⁵ Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2019)

⁶ Vgl. In Anlehnung an PwC (2019)

⁷ Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2019), S. 30

und Wasserwirtschaft e.V. („BDEW“)⁸ und der „intelligenten Verteilnetz-kaskade“ des Verband kommunaler Unternehmen e.V. („VKU“)⁹, anlehnen wird. Eine Folge der Umsetzung des marktbasierten Managements wird eine Änderung des Preissystems sein. Der Anteil des Grundpreises am Gesamtpreis wird zunehmen und zusätzlich in Abhängigkeit von der in Anspruch genommenen Anschlussleistung stehen, während der Arbeitspreis verstärkt zeitvariabel sein wird.

Verteilnetzbetreiber werden mit neuen Aufgaben, einer erhöhten Anzahl an Interaktionen und einer zunehmend heterogenen Kundenlandschaft konfrontiert. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an effiziente und sichere Prozesse, wie z. B. die Anmeldung von Erzeugungsanlagen. Die Digitalisierung von Prozessen wird helfen, diesen Ansprüchen gerecht zu werden. Auch Kundenanlagen und Anlagen in den Stromverteilnetzen werden digitaler und kommunikationsfähig. Die Veränderung des Energiesystems und der Frame 2030 wird eine Modernisierung der Verteilnetze erfordern. Dieser Modernisierungsbedarf wird regional sehr unterschiedlich sein und muss über verschiedenste, auch innovative Maßnahmen umgesetzt werden. Daten aus Kundenprozessen sowie aus Kunden- und Netzanlagen können unter diesen Umständen genutzt werden, um den Netzbetrieb effizient zu steuern und Modernisierungsbedarfe frühzeitig und zielgerichtet umzusetzen.

Endkunden werden zukünftig verstärkt Energy Management Systeme einsetzen. Diese ermöglichen eine Vernetzung und Automatisierung von Verbrauchern, Erzeugern und Speichern auf allen Spannungsebenen sowie eine Konnektivität zum Verteilnetz. Sie ermöglichen auch das Angebot von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen und die Vernetzung von Anlagen auf lokaler, regionaler und überregionaler Ebene. Endkunden auf Mittel- und Hochspannungsebene können mit Hilfe von hochentwickelten Systemen und Dienstleistern Flexibilitäten und Systemdienstleistungen an allen Märkten anbieten.

Aus dem Frame 2030 lassen sich notwendige Funktionalitäten der Verteilnetze ableiten

Die Verteilnetze werden im Frame 2030 eine zentrale Rolle zur Stabilisierung des Energiesystems einnehmen. Verteilnetzbetreiber werden dabei zu Verteilnetzmanagern, die neben der Verteilung von Strom neue Aufgaben wahrnehmen. Durch den Einsatz digitaler und innovativer Technologien sowie der aktiven Teilnahme an verschiedenen Märkten werden Verteilnetzmanager Flexibilitäten optimal anreizen und nutzen sowie die Verteilnetze für Strom modernisieren und strategisch sinnvoll weiterentwickeln. Dabei werden sie ihr Partnermanagement verstärken und Unterstützung durch diverse Akteure erfahren. Die in diesem Zusammenhang entstehenden Handlungsfelder wirken nicht nur im Verteilnetz, sondern auch auf den Ebenen Anschlusspunkt und Kundenanlage. Neben der Verbreitung von neuen Technologien und Geschäftsmodellen beinhalten die Handlungsfelder auch regulatorische Veränderungen.

⁸ Vgl. BDEW (2017a)

⁹ Vgl. VKU (2017)

3. Frame 2030 – Wie sieht das Energiesystem im Jahr 2030 aus?

Der Frame 2030 stellt den Rahmen dar, innerhalb dessen sich das Energiesystem mit all seinen Akteuren im Jahr 2030 bewegt. Er gibt ein Zukunftsbild vor, welches für das Energiesystem im Allgemeinen und für die Stromverteilnetze im Besonderen gezeichnet werden kann.

3.1. Durch Trendanalyse zum Frame 2030

Durch Trendanalysen lassen sich Einflussfaktoren auf das Zukunftsbild des Stromverteilnetzes frühzeitig beobachten. Ausgangspunkt sind Mikro-Trends in Form von neuen, intelligenten, leistungsstarken und strukturverändernden Innovationen (z. B. Produkte oder Start-Ups). Sie sind erste konkrete Anzeichen von entstehenden Trendströmungen. Diese können zu übergeordneten Trendphänomenen (Makro-Trends) aggregiert werden. Diese Makro-Trends lassen sich wiederum in Oberphänomenen zusammenfassen. Die folgende Tabelle zeigt für die Zukunft von Stromverteilnetzen relevante Oberphänomene und Makro-Trends.

Tabelle 1: Oberphänomene und Makro-Trends für die Zukunft der Stromverteilnetze

Oberphänomene	Makro-Trends
Plant and Operations	<ul style="list-style-type: none"> • Integrated Solar: Kostengünstige und flexible Solarmodule werden in zahlreiche Flächen als Teil der Konstruktion integriert • Autonomous Operations: Robotik und Drohnen automatisieren zahlreiche Inspektions- und Wartungsaufgaben und führen zu reduzierten Betriebskosten • Solution as a Service („SaaS“): Die Datafizierung der Energiewirtschaft führt zu transparenten und nutzungsbasierten As-a-Service-Geschäftsmodellen • Digital Twin: Der digitale Zwilling ermöglicht präventive Instandhaltungsmaßnahmen sowie Künstliche Intelligenz („KI“)-gestützte Planung und Entwicklung von Systemen
Energy Storage Solutions	<ul style="list-style-type: none"> • Integrated Energy Storage: Bereits in der Entwicklungsphase integrierte Energiespeicher vermindern spontane Netzbelastungen durch erneuerbare Energien • Waste to energy („WtE“): Waste to Energy-Systeme reduzieren die Verunreinigung der Umwelt und bieten im Zuge der Sektorkopplung Energie auf Abruf • Power to Gas („PtG“): Die Power to Gas-Technologie konvertiert Überschüsse elektrischer Energie in umweltneutrale synthetische Kraftstoffe • Next Gen Battery Tech: Leistungsdichte und Kosten von Batterien sind der Flaschenhals, wenn es um die Elektrifizierung der Mobilität geht • Energy to X: Angepasst an die Umweltfaktoren existieren vielfältige Methoden, um Energie thermisch, potentiell oder kinetisch zu speichern
Network Intelligence	<ul style="list-style-type: none"> • Virtual Power Plant („VPP“): Virtuelle Kraftwerke fungieren als Aggregatoren, die Verbraucher und Erzeuger flexibel steuern, um Lastenausgleich zu betreiben • Mikronetze: Mikronetze sind ein Treiber der Dezentralisierung und stehen für die lokale Erzeugung, Speicherung und den Peer-to-Peer („P2P“) -Handel von Energie • Supply and Demand Prediction: Satelliten- und Internet of Things („IoT“) -Daten dienen Algorithmen, um Nachfrage und Angebot sowie zukünftige Netzanforderungen zu prognostizieren • Cyber Security: Künstliche Intelligenz, Blockchain und Quantenkryptografie vermindern die Gefahr der Manipulation auf zahlreichen IoT-Geräten im Netz

E-Mobility	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastructure Enhancement: Neue Lösungsansätze ermöglichen eine kostengünstige und einfache Integration von Ladepunkten in die bestehende Infrastruktur • Vehicle to Grid („VtG“): Vehicle to Grid ermöglicht es, die Batterien von Elektrofahrzeugen als Pufferspeicher im Netz anzubieten oder die Ladegeschwindigkeit flexibel zu drosseln • Battery to Vehicle („BtV“): Dezentrale Batterien – teilweise auch mobil – ermöglichen komfortable Schnellladungen, ohne das Netz zu belasten
Future Consumer	<ul style="list-style-type: none"> • Customer Engagement: „Edutainment“ und „Gamification“ bieten Möglichkeiten, um das Verbraucherverhalten nachhaltig an die Energieerzeugung anzupassen • Platform Economy: Digitale Plattformen brechen bestehende Wertschöpfungsstrukturen auf und vernetzen Akteure des Energiemarktes direkt miteinander • Crowd Investments: Crowd Investments ermöglichen einer breiten Gesellschaftsschicht, bereits mit kleinen Beträgen in regenerative Energien zu investieren • Offgrid Movement: Eurokrise und Klimadebatte bestärken den Traum vom unabhängigen Selbstversorger, der Dank kostengünstiger Hardware möglich wird

Diese Trends einschließlich der zugehörigen Mikro-Trends sind Grundlage für den Frame 2030 und der Personas, die diesen Frame begründen.

3.2. Das Energiesystem im Jahr 2030

Noch vor 20 Jahren war das deutsche Energiesystem durch eine zentrale, steuerbare und lastfolgende Energieerzeugung in Großkraftwerken sowie einen unidirektionalen Stromfluss von der Hochspannungs- zur Niederspannungsebene geprägt. Heute findet Energieerzeugung zunehmend dezentral statt, während gleichzeitig zentrale Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit weiterbetrieben oder vorgehalten werden. Bisherige Verbraucher werden zu Prosumern, wodurch der Strom bidirektional sowohl zum Verbraucher hin-, als auch von ihm wegfließt.

Dieser Trend wird in den nächsten Jahren verstärkt fortgeführt und sorgt dafür, dass das Energiesystem des Jahres 2030 ein stark verändertes Bild abgibt (vgl. Abbildung 1). In diesem Bild steht der Endkunde im Mittelpunkt, da er einerseits eine deutlich aktivere Rolle im Energiesystem einnimmt und andererseits die zentrale Zielgruppe aller weiteren Akteure, insbesondere von Energielieferanten, Energieerzeugungsunternehmen, Netzbetreibern und Messstellenbetreibern, darstellt, die ihre Rollen ausführen, um seine Bedürfnisse zu befriedigen. Indem der Endkunde eine Vielzahl von Technologien (z. B. dezentrale Erzeugungsanlagen regenerativer Energien, lokale Speicherkapazitäten, Elektrofahrzeuge, Wechselrichter) nutzt, wird er von einem passiven Verbraucher zu einem aktiven Prosumer.

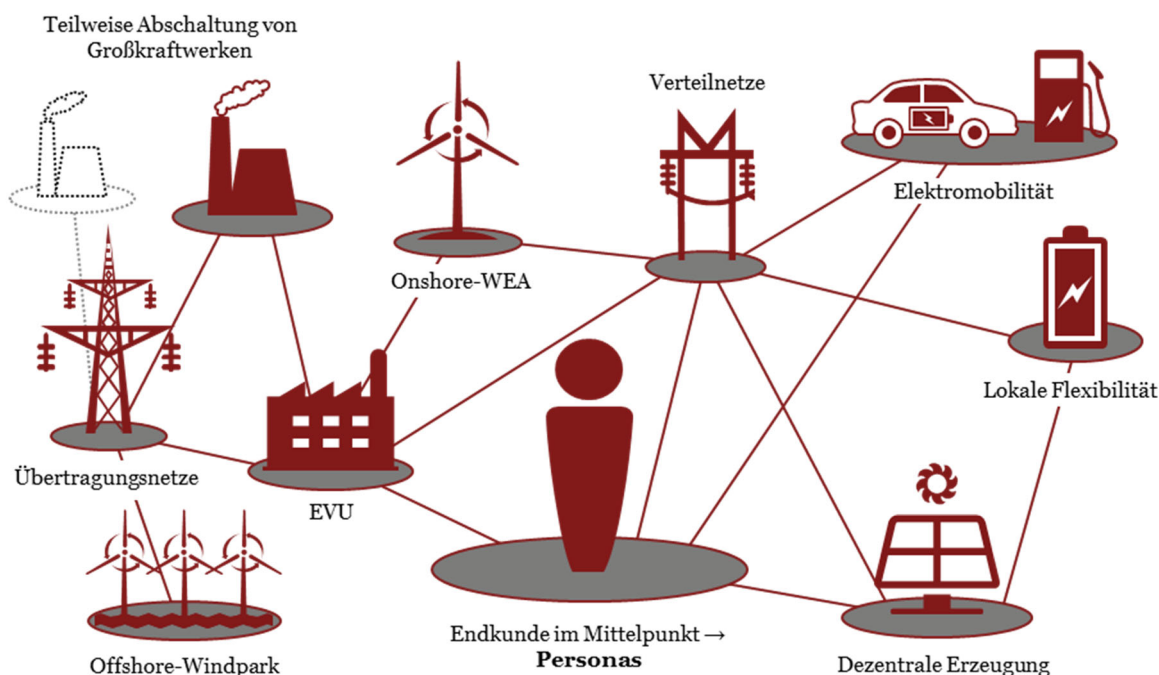


Abbildung 1: Schaubild des Energiesystems im Jahr 2030¹⁰

Durch die veränderte technische Ausstattung des Endkunden rücken die Verteilnetze verstärkt in den Fokus des Interesses, da sie das veränderte Last- und Erzeugungsverhalten auffangen müssen. Dabei kommen ihnen drei zentrale Aufgaben zu:

1. **Aufnahme zunehmender Mengen dezentral erzeugter Energie:** Regenerative Erzeugung auf Verteilnetzebene sorgt für technische Herausforderungen, insbesondere die Einbindung der Gleichstromerzeugung aus PV-Anlagen über Leistungselektronik, sowie für lokale Stromüberschüsse, die an die vorgelagerten Netzebenen übergeben und über diese abtransportiert werden müssen.
2. **Verarbeitung hoher Lastspitzen durch neue Verbraucher:** Die Ladung von Elektrofahrzeugen sorgt für zeitlich begrenzte Lastspitzen, die insbesondere bei hoher Gleichzeitigkeit zu einer Überlastung des Netzes führen können. Daneben kann auch die zunehmende Erzeugung von Wärme durch Strom zu erhöhten Leistungsbedarfen im Stromnetz führen.
3. **Nutzung lokaler Flexibilitätsoptionen:** Durch die politische beschlossene Abschaltung der Mehrheit der Großkraftwerke (Kohle- und Atomkraftwerke) stehen weniger an Übertragungsnetze angeschlossene Kapazitäten für Systemdienstleistungen wie z. B. Regenergie zur Verfügung. Verteilnetze müssen daher durch lokale Flexibilitäten zunehmende Mengen an Regenergie und anderen Systemdienstleistungen bereitstellen und die Übertragungsnetze dadurch bei der Systemstabilisierung unterstützen.

Die Erfüllung dieser Aufgaben kann auf verschiedene Arten erfolgen. Ziel ist es, die angefragte Leistung technisch und wirtschaftlich möglichst effizient zu erbringen (vgl. § 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)). Ein einfacher Ausbau des Netzes wird dabei gemeinhin als nicht hinreichend gesehen (vgl. § 14 Abs. 2 EnWG). Stattdessen kann durch einen zunehmenden Einsatz von Daten, die durch entsprechende IT-Systeme bereitgestellt werden, ein intelligentes Netz geschaffen werden. Dieses greift automatisiert auf die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten zu, um Lasten zu reduzieren, Verbräuche zu decken und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Daten kommen dabei sowohl zur schnelleren Verarbeitung von Anlagen- und Netzzuständen zum Einsatz, als auch zur Vorhersage zukünftiger Zustände. Eine schnelle Darstellung und Verarbeitung momentaner Zustandsdaten hilft, vorliegende Engpässe schnellstmöglich zu beheben, während eine Zustandsprognose eine Vermeidung von Engpässen im Voraus ermöglicht.

Eine entsprechende Datenbereitstellung und -nutzung bedarf einer umfassenden IT-Infrastruktur, die durch intelligente Anlagen und Komponenten im Netz und in Kundenanlagen realisiert werden kann. Zu den intelligenten

¹⁰ Vereinfachte Darstellung der Marktrollen; das Energieversorgungsunternehmen („EUV“) steht stellvertretend für weitere Akteure.

Anlagen und Komponenten zählen insbesondere Messsysteme, Sensoren und Kommunikationseinheiten, die Netzzustände messen und die Messergebnisse in Daten umwandeln sowie Aktoren. Mit Hilfe entsprechender Software können so Netze überwacht und analysiert werden. Dadurch wiederum können Maßnahmen zur Netzentlastung oder Fehlerbehebung angestoßen werden. Mit Hilfe von Anwendungen aus dem Bereich der Künstlichen Intelligenz können Prozesse automatisiert und die Netzauslastung optimiert werden. Flexibilitäten werden unter anderem durch moderne Netzbetriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Spannungsregelungssysteme (vgl. Unterkapitel 5.3) bereitgestellt. Um vorhandene Assets optimal nutzen zu können, müssen jedoch nicht nur Netzkomponenten intelligent werden. Auch die Geräte des Endkunden (z. B. PV-Wechselrichter, Verbrauchsanwendungen) brauchen eine Ausstattung für den Abruf und die Bereitstellung von Flexibilitäten im Bedarfsfall.

Grundvoraussetzung für den Frame 2030 ist also, dass die Stromverteilnetze sowohl für eine physikalische als auch für eine datentechnische Vernetzung sorgen. Erst diese Konnektivität ermöglicht eine beschleunigte und zunehmend kleinteilige Interaktion zwischen einer zunehmenden Anzahl aktiver Teilnehmer im Energiesystem. Dabei ist zu berücksichtigen, dass neben der beschriebenen notwendigen Digitalisierung auch eine Modernisierung des physischen Netzes wichtig ist. Dies hat an den Stellen zu geschehen, an denen Engpässe durch Lastmanagement nicht oder nicht wirtschaftlich vermieden werden können.

Darüber hinaus entwickeln sich parallel zu den digitalen Verteilnetzen vermehrt autonome Verbrauchs- und Erzeugungssysteme in Form von Kundenanlagen und Inselnetzen. Ein Beispiel hierfür sind geschlossene Verteilernetze bzw. Mikronetze, die in Unterkapitel 3.4 ausführlicher behandelt werden.

3.3. Personas im Frame 2030

Wie in Unterkapitel 3.2 dargestellt, steht der Endkunde im Mittelpunkt des Frame 2030. Die Akteure des Frame 2030 konzentrieren sich darauf, die Bedürfnisse des Endkunden zu befriedigen und einen optimalen Einsatz der von ihm präferierten Dienstleistungen und Technologien zu gewährleisten. Gleichsam werden sie neue Geschäftsmodelle innerhalb des Frame 2030 entwickeln (vgl. Unterkapitel 3.4), die ebenfalls an den Bedürfnissen der Endkunden ausgerichtet sind. Entsprechend ist die Ausgestaltung des Frame 2030 stark von den Bedürfnissen und dem Verhalten der Endkunden sowie ihrer technischen Ausstattung geprägt. Um diesen Einfluss abzubilden, wurden Personas erstellt, die typische Endkundengruppen (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden) im Frame 2030 darstellen.

3.3.1. Auswahl der Personas

Für den Frame 2030 wurden fünf Personas erstellt. Drei der fünf Personas sind Haushaltskunden, davon eine Familie, die ein Einfamilienhaus bewohnt (Persona 1) und zwei Familien, die jeweils eine Wohnung in einem Mehrfamilienhaus bewohnen (Persona 2 und Persona 3). Zusätzlich sind ein Gewerbe- (Persona 4) und ein Industriekunde (Persona 5) abgebildet. Jede dieser Personas steht stellvertretend für eine Gruppe wichtiger Endkunden im Frame 2030.

Im Haushaltskundenbereich werden neben den in aktuellen Diskussionen oft im Vordergrund stehenden Eigenheimbesitzern bzw. Prosumern durch die Mehrfamilienhausbewohner auch andere Netznutzer abgebildet, die ein weniger ausgeprägtes Bedürfnis nach Autarkie besitzen und sich durch andere Präferenzen auszeichnen. Die Darstellung von zwei Typen von Mehrfamilienhausbewohnern wurde gewählt, um ihre wachsende Relevanz durch eine bis 2030 zunehmende Urbanisierung abzubilden. Hinsichtlich ihrer Charakterisierung unterscheiden sich die beiden allerdings erheblich: So ist Persona 2 progressiv und offen gegenüber neuen Technologien, während Persona 3 Traditionen bewahren möchte und an Energiethemen desinteressiert ist. Dies wird durch die Einordnung der Personas 2 und 3 in die Sinus-Milieus des Sinus-Instituts (vgl. Abbildung 2) unterstrichen: Persona 2 wird der Gruppe der Adaptiv-Pragmatischen zugeordnet, Persona 3 den Traditionellen (vgl. Unterkapitel 3.3.2). Dadurch wird die Heterogenität der wichtigen Kundengruppe der Mehrfamilienhausbewohner angemessen dargestellt.

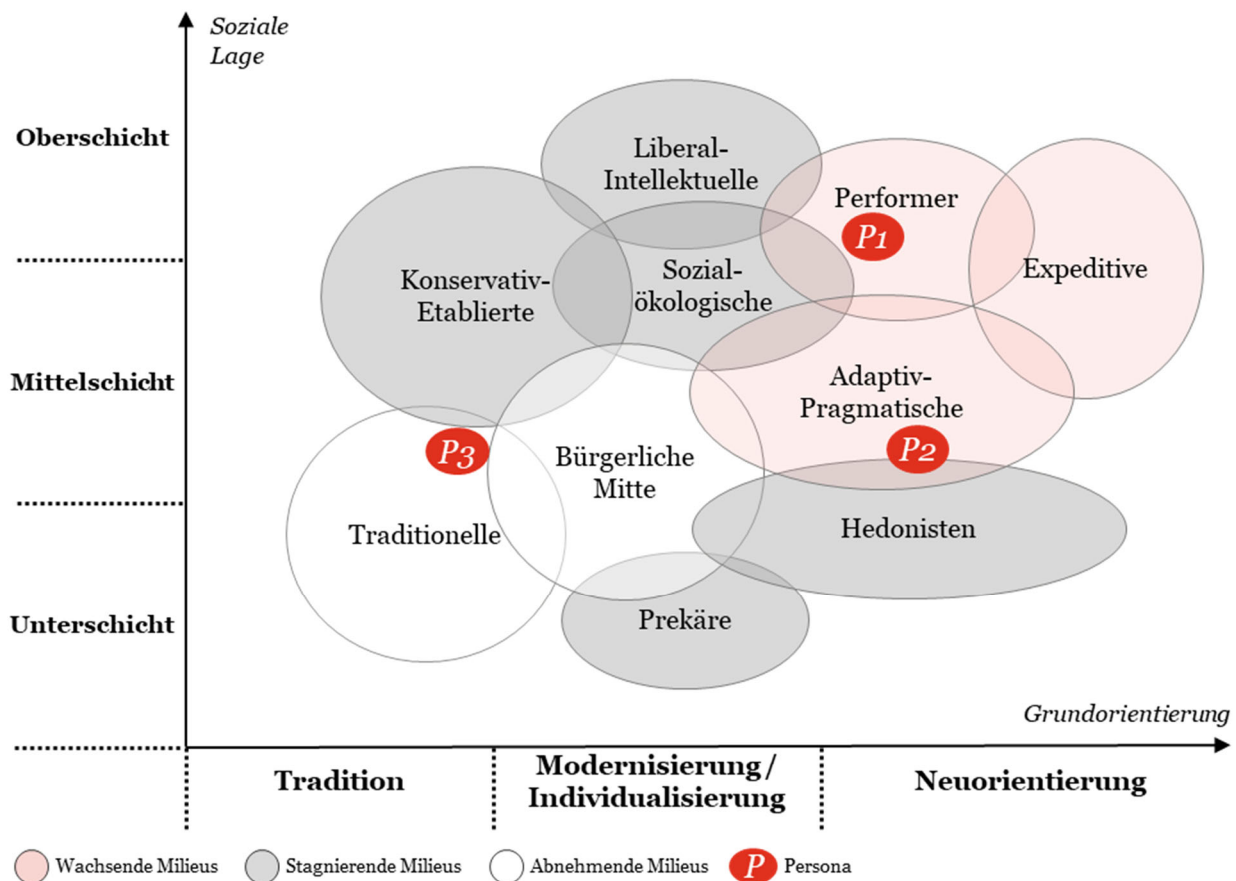


Abbildung 2: Sinus-Milieus in Deutschland 2018¹¹

Um die extreme Heterogenität der Gruppen der Gewerbe- und Industriekunden abzubilden, wäre eine große Anzahl an Personas notwendig. Diese darzustellen, würde den Fokus und den beabsichtigten Umfang dieser Studie überschreiten. Daher beschränkt sich diese Kurzstudie auf jeweils einen Repräsentanten der beiden Gruppen. Dies ist im Fall des Gewerbes ein Bürogebäude und im Fall der Industrie ein Automobilzulieferer mit energieintensiven Produktionsprozessen. Bei beiden Personas ist zu erwarten, dass diese zukünftig durch ihre Ausstattung und ihr Verhalten einen wichtigen Einfluss auf die Stromverteilnetze haben werden.

Bis auf Persona 3, deren technische Ausstattung, Verbrauchsverhalten und Einfluss auf die Stromverteilnetze sich gegenüber heute nur wenig verändert, sind alle Personas aufgeschlossen gegenüber neuen Energietechnologien und bereit, ihr Verbrauchsverhalten innerhalb eines gewissen Rahmens und unter der Annahme entsprechender Anreize zu flexibilisieren. Durch das veränderte Verhalten und die resultierende technische Ausstattung, ist der Einfluss dieser Personas auf die Stromverteilnetze stark verändert gegenüber dem Einfluss vergleichbarer Endkunden im Jahr 2019. Zum einen sorgt die zusätzliche Ausstattung mit dezentralen Erzeugungstechnologien und Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge für eine stärkere Belastung der Verteilnetze. Gleichzeitig wird dieser Effekt überlagert von der erhöhten Flexibilität der Personas, die aus dem Einsatz von Stromspeichern und der Adaption des Verbrauchsverhaltens resultiert.

Die Personas, die im Frame 2030 ausreichend Flexibilität zur Verfügung stellen können, versuchen, diese optimal einzusetzen. D. h., es findet nicht nur eine einseitige Optimierung hinsichtlich Eigenverbrauch statt. Stattdessen wird die Flexibilität an mehreren Märkten angeboten. Dazu gehören sowohl Flexibilitäts- und Regelenergiemärkte mit längerfristigem Horizont, als auch Spotmärkte, an denen kurzfristig (Day-Ahead) gehandelt wird. Je nach Angebot und Nachfrage kann die Systemdienstleistung der Flexibilität demnach an anderer Stelle optimal genutzt werden.

¹¹ Eigene Darstellung in Anlehnung an Sinus Institut (2019)

3.3.2. Darstellung der Personas

In diesem Unterkapitel werden die fünf Personas im Jahr 2030 dargestellt und konkret charakterisiert. Dies umfasst sowohl eine demographische Beschreibung, als auch eine Angabe der technischen Ausstattung und des Verhaltens im Verbrauch und in der Vermarktung von Energie und Flexibilität, die beide Folge veränderter Bedürfnisse sind. Für jede Persona erfolgt eine zusammenfassende Darstellung in Form eines Steckbriefs.

Persona 1: Haushaltskunde, Einfamilienhausbewohner

Persona 1 ist eine vierköpfige Familie mit zwei Kindern im Schulalter und einem überdurchschnittlich hohen Einkommen. Sie bewohnt ein Einfamilienhaus im persönlichen Eigentum und hat somit die Möglichkeit, alle Räumlichkeiten des Gebäudes sowie das Dach zur Installation energietechnischer Anlagen zu nutzen, um Systemdienstleistungen anbieten und einen Beitrag zur Nachhaltigkeit der Erzeugung und des Verbrauchs von Energie leisten zu können. Der Steckbrief von Persona 1 ist in der folgenden Abbildung zu finden.

Profil <i>Familie Müller</i> 		Stromerzeugung und -speicherung 	
 Alter	Beide 41 Jahre alt	PV-Anlage	9,9 kWp, monokristallin
 Familie	Verheiratet, 2 Kinder	Batteriespeicher	10 kWh, Festkörperbatterie (Next Gen Battery Tech)
 Ort	Potsdam	Vertragsart	Pacht (SaaS)
 Wohnsituation	Einfamilienhaus (150 m ²)	Systemdienstleistungen 	
 Ausbildung	Hochschulabschluss/ Ausbildung	PV + Speicher	Home Energy Management: Intelligente Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern
 Beruf	Er: Ingenieur, Sie: Arzthelferin	Elektromobil	Vehicle-to-Grid (BEV tagsüber laden, abends Netz unterstützen)
 Einkommen	Überdurchschnittlich	Benefit	Residualstrom gratis im Gegenzug für Systemdienstleistungen
Sinus-Milieu		Lastprofil – antizyklisch (schematisch)	
Milieu	Performer		
Soziale Lage	Oberschicht		
Grundorientierung	Neuorientierung, progressiv		
Strom- und Wärmebedarf 			
Strombedarf	4.000 kWh/a		
Heizwärmebedarf	6.000 kWh/a (KfW 40)		
Bedarf Warmwasser	3.800 kWh/a		
Heizsystem	Wärmepumpe		
Trivia Heizsystem	JAZ: Heizung 4, WW 3,8 → Strombedarf 2.500 kWh/a		
Elektromobilität 			
Fahrzeuge	1 PHEV, 1 BEV		
Stromverbrauch	2 x 20 kWh/100 km		
El. Fahrleistung	2 x 10.000 km/a		
Strombedarf	2 x 2.000 kWh/a		
Wallbox	1 x 22 kW AC, Smart Charging		
Ladeverhalten	Zuhause bis zu 5 x pro Woche		

Abbildung 3: Steckbrief Persona 1

Persona 1 kann in den deutschen Sinus-Milieus des Sinus-Instituts der Gruppe der Performer zugeordnet werden (vgl. Abbildung 2). Das Milieu der Performer liegt an der Schwelle der Mittel- zur Oberschicht und ist durch eine eher progressive Grundorientierung charakterisiert. Dies bedeutet, dass diese Gruppe neuen technologischen Entwicklungen sowie innovativen Produkten offen gegenübersteht. In Bezug auf energetische Themen bedeutet dies etwa eine Aufgeschlossenheit gegenüber digitalen Anwendungen, wie z. B. einem Home Energy Management System und führt dazu, dass die Persona einigen der in Unterkapitel 3.1 vorgestellten Trends folgt.

Der Strombedarf (ohne Wärmepumpe und Elektrofahrzeuge) von Persona 1 liegt bei 4.000 Kilowattstunden, der Heizwärmebedarf beträgt bei KfW-Standard 40¹² und 150 Quadratmetern Wohnfläche 6.000 Kilowattstunden und der Warmwasserbedarf 3.800 Kilowattstunden pro Jahr. Ihren Wärmebedarf deckt Persona 1 über eine Wärmepumpe, die zusätzlich auf einen Stromverbrauch von 2.500 Kilowattstunden pro Jahr kommt.

Persona 1 ist mit einer Photovoltaik-Anlage („PV-Anlage“), einem Festkörperbatteriespeicher und einem Home Energy Management System („HEMS“) zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen ausgestattet. Durch das HEMS werden Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch intelligent gesteuert, was ein Angebot von systemdienlichem Verhalten an verschiedenen Märkten (vgl. Unterkapitel 5.2) ermöglicht. Das Paket aus PV-Anlage und Batteriespeicher wird dabei in Form eines SaaS-Pakets gepachtet, da so vollumfänglicher Service und hoher Komfort gewährleistet werden, ohne dass die Persona eigene Investitionen tätigen muss.

Persona 1 ist außerdem Besitzer von zwei Elektrofahrzeugen (ein Battery Electric Vehicle („BEV“) und ein Plug-in Hybrid Electric Vehicle („PHEV“)), die zu unterschiedlichen Tages- und Wochenzeiten für unterschiedlich lange Strecken genutzt werden. Die Fahrzeuge werden zum überwiegenden Teil zuhause an der zur Verfügung stehenden 22-kW-Wallbox geladen. Diese erlaubt Smart Charging, sodass beide Fahrzeuge gleichzeitig angeschlossen und nacheinander geladen werden können. Mindestens eines der Fahrzeuge ist dabei in der Lage, über einen bidirektionalen Anschluss nicht nur zu laden, sondern auch Strom wieder in die Kundenanlage bzw. in das Netz einzuspeisen (Vehicle-to-Grid). Gepaart mit dem Nutzerverhalten ermöglicht dies die Unterstützung des Netzes in Zeiten hoher Lasten. Der Stromverbrauch für beide Fahrzeuge beläuft sich in Summe auf 4.000 Kilowattstunde pro Jahr.

Sowohl das HEMS als auch die VtG-Fähigkeit der Elektrofahrzeuge ermöglichen Persona 1 das Angebot von Systemdienstleistungen. Die Flexibilität, die Persona 1 zur Verfügung steht, wird von einem Dienstleister marktungebunden vertrieben. Der Dienstleister kann über eine Schnittstelle (z. B. intelligentes Messsystem) die Steuerung der Anlagen der Persona vornehmen. Dadurch, dass der Dienstleister bei der Vermarktung die Bedürfnisse und Gewohnheiten von Persona 1 berücksichtigt, hat diese keine Komforteinbußen. Gleichzeitig kann durch das Angebot der Flexibilität auf verschiedenen Märkten der Ertrag maximiert werden. Persona 1 erhält im Gegenzug für ihr systemdienliches Verhalten den Residualstrom gratis vom Dienstleister.

Durch ihr aus ihren Bedürfnissen resultierendes Nutzungsverhalten und ihre technische Ausstattung besitzt Persona 1 ein vom heutigen HO-Profil¹³ stark abweichendes Lastprofil. Dieses ist im Mittel geprägt von einem negativen Verbrauch (entspricht Erzeugung) am Tag durch die PV-Anlage, Zwischenspeicherung und VtG sowie durch einen hohen Strombezug in der Nacht zum Laden der Elektrofahrzeuge. Das Profil ist somit antizyklisch im Vergleich zum heutigen HO-Profil und spiegelt das systemdienliche Verhalten (Strombezug in lastschwachen und Einspeisung in laststarken Zeiten) der Persona wider. Ausgehend von ihrer Zahlungsbereitschaft entscheidet Persona 1 selber, mit welcher Leistung auch in Ausnahmefällen (z. B. Dunkelflaute zu Abendstunden) eine gesicherte Versorgung über das Stromnetz erfolgt. Insgesamt ist zu berücksichtigen, dass die von Persona 1 verursachte Netzlast stärker schwanken kann als die von Endverbrauchern, die nicht gesteuert werden.

Persona 2: Haushaltskunde, Mehrfamilienhausbewohner (progressiv)

Persona 2 stellt ein verheiratetes Paar in den Dreißigern ohne Kinder mit progressiver Grundorientierung dar. Das Paar wohnt bei durchschnittlichem Einkommen in einer 80 Quadratmeter großen Wohnung in einem Mehrfamilienhaus. Die Abbildung 4 zeigt den Steckbrief von Persona 2.

¹² Der flächenspezifische Verbrauch eines Gebäudes mit dem Standard KfW-Effizienzhaus 40 liegt bei ca. 40 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr.

¹³ Vgl. BDEW (1999), S. 18 ff.



Abbildung 4: Steckbrief Persona 2

Persona 2 kann in den deutschen Sinus-Milieus des Sinus-Instituts der wachsenden Gruppe der Adaptiv-Pragmatischen zugeordnet werden (vgl. Abbildung 2). Dieses Milieu gehört der sozialen Mittelschicht an und ist in seiner Grundorientierung progressiv, d. h. es strebt nach Neuorientierung, Multioptionalität und Exploration. Daraus resultiert für die Beziehung der Persona zu energetischen Themen eine Aufgeschlossenheit gegenüber grundsätzlich Neuem und insbesondere gegenüber digitalen bzw. intelligenten Anwendungen sowie den Trends aus Unterkapitel 3.1.

Ihren Bedarf an Heizwärme und Warmwasser deckt Persona 2 über Fernwärme. Als Heizkörper stehen Radiatoren zur Verfügung. Aufgrund der Wohnsituation in einem Mehrfamilienhaus besteht für Persona 2 nicht die Option, Erzeugungs- oder Speichereinrichtungen zu installieren. Stattdessen beteiligt sie sich per Crowd Funding an einer Solaranlage in der Nachbarschaft, deren Erzeugung der Persona bilanziell zugeordnet wird. Der erzeugte Strom kann dabei zusätzlich in einer Solar-Cloud als SaaS-Leistung virtuell gespeichert werden. Um Stromkosten einzusparen, bezieht Persona 2 Strom über einen ereignisbasierten Zeitzonentarif, dessen gelegentliche Spitzen und Täler im Voraus angekündigt werden. Durch vereinzelte manuelle Verschiebung von Verbrauchern optimiert die Persona ihre Kosten. Darüber hinaus animiert ein Verbrauchs-Monitoring grundsätzlich zum Energiesparen.

Zwar besitzt Persona 2 keine eigenen Fahrzeuge, nutzt aber die Dienstleistung des E-Carsharing. Sie ist Teil eines Peer-to-Peer-Ladenetzwerks („P2P-Ladenetzwerk“), das ihr das Laden an vielen privaten, halböffentlichen und öffentlichen Ladepunkten ermöglicht. Da per Infrastructure Enhancement die Straßenlaternen in der Nachbarschaft aufgerüstet wurden und ladefähig sind, kann das Elektrofahrzeug auch ohne eigene Wallbox unkompliziert in räumlicher Nähe zum Zuhause geladen werden. Der Ladevorgang wird dabei intelligent gesteuert, sodass die Stromverteilnetze nicht überlastet werden.

Durch die manuelle Lastverschiebung und das Verbrauchs-Monitoring ist das Lastprofil von Persona 2 im Durchschnitt tagsüber geglättet und reduziert. Der Vorteil für Persona 2 ist eine Stromkostenreduzierung, während das Stromverteilnetz von einer gleichmäßigeren und in den Spitzen reduzierten Belastung profitiert. Die Stromerzeugung und -speicherung sowie der Verbrauch des Elektrofahrzeugs werden nicht unmittelbar dem Lastprofil der Persona zugeordnet: Erzeugung und Speicherung gehören zu dem Gebäude, in bzw. auf dem die entsprechenden Anlagen installiert sind, während der Verbrauch des Elektrofahrzeugs der öffentlichen Infrastruktur zugerechnet wird.

Persona 3: Haushaltskunde, Mehrfamilienhausbewohner (traditionell)

Persona 3 bildet ein älteres, traditionsorientiertes Paar ab. Er befindet sich in den letzten Berufsjahren, während sie bereits in Frührente ist. Das erwachsene Kind ist nicht mehr wohnhaft in der Mietwohnung des Paares, die mit 60 Quadratmetern relativ klein ausfällt. Mit einem Einkommen im unteren Durchschnitt kann die soziale Lage der Persona der Mittelschicht zugeordnet werden. Der Steckbrief von Persona 3 ist in der folgenden Abbildung dargestellt.



Abbildung 5: Steckbrief Persona 3

Aufgrund seines fortgeschrittenen Alters hält das Paar an traditionellen Werten fest und wird somit im Sinus-Milieu „Traditionelle“ verortet (vgl. Abbildung 2). Es resultiert ein Desinteresse an Energiethemen im Allgemeinen und an den Trends aus Unterkapitel 3.1 im Speziellen. Dies hat wiederum zur Folge, dass die Persona Strom weder selber erzeugt noch speichert und auch keine Systemdienstleistungen anbietet. Im Vergleich zum Heute verändert sich das Lastprofil lediglich durch effizientere Verbrauchsgeräte (reduzierte Last im Tagesverlauf) sowie durch ein PHEV (erhöhte Last im Abend- und Nachtbereich). Das PHEV nutzt Persona 3 zumeist Benzinbetrieben und nur zu geringem Teil elektrisch. Dennoch nutzt auch das traditionelle Paar diese Technologie zur Befriedigung ihrer Mobilitätsbedürfnisse, da sie sich bis 2030 neben konventionellen Fahrzeugen als Standard etabliert hat.

Als Heizsystem nutzt Persona 3 eine Pelletheizung, die die zentrale Versorgung des Mehrfamilienhauses übernimmt. Der Strombedarf wird aufgrund der lokalen Verbundenheit des Paares in Form eines Grünstromtarifs beim lokalen Stadtwerk bezogen. Über diesen wird auch die Wallbox gespeist, über die das PHEV in der Tiefgarage geladen wird. Die Wallbox teilt sich die Persona mit einer weiteren Wohneinheit. Der über diese Wallbox verursachte Stromverbrauch wird den jeweiligen Nutzern automatisch zugeschlüsselt.

Persona 4: Gewerbekunde, Bürogebäude

Persona 4 ist ein Versicherungsunternehmen, das mehrere Etagen in einem Bürogebäude angemietet hat, mit einer Mitarbeiterzahl im mittleren zweistelligen Bereich und 600 Quadratmetern Bürofläche. Die Räumlichkeiten werden sowohl über ein Blockheizkraftwerk („BHKW“) als auch über integrierte Erzeugungs- und Speichereinheiten mit selbst erzeugter Energie versorgt. Zur Stromerzeugung werden Solarfenster sowie in die Dachpfannen integrierte PV-Module genutzt, während die Zementfassade als Stromspeicher zur Verfügung steht (vgl. Abbildung 6).

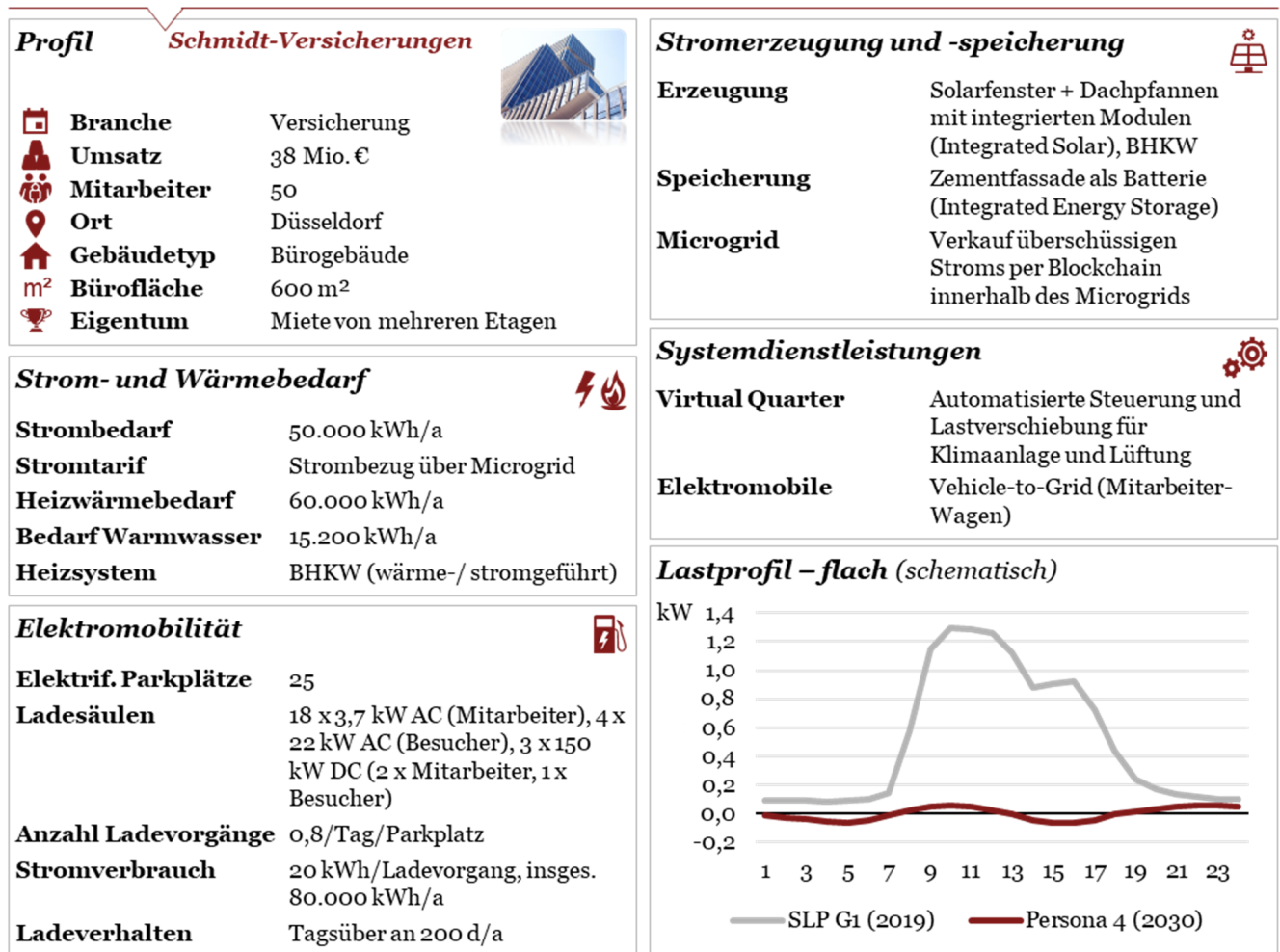


Abbildung 6: Steckbrief Persona 4

Für ein Drittel der Mitarbeiter steht im Parkbereich des Bürogebäudes der Versicherung ein elektrifizierter Parkplatz zur Verfügung. Die Wechselstrom-Ladepunkte („AC-Ladepunkte“) der Mitarbeiterparkplätze haben eine Leistung von 3,7 Kilowatt und sind somit für das Laden über einen längeren Zeitraum gedacht. Zusätzlich sind mehrere Besucherparkplätze mit 22 Kilowatt Leistung und ebenfalls AC vorhanden, die ein schnelleres Laden ermöglichen. Weitere Parkplätze sind mit 150 Kilowatt Gleichstrom-Ladung („DC-Ladung“) ausgestattet und stehen Besuchern oder ausgewählten Mitarbeitern für schnelles Laden zur Verfügung.

Die Mitarbeiterfahrzeuge stehen tagsüber für VtG-Anwendungen zur Verfügung und unterstützen dadurch das Netz. Auch die großen Verbräuche der Klimaanlage und der Lüftung sind innerhalb vorgegebener Komfortgrenzen

zen hinsichtlich Temperatur und Luftqualität verschiebbar. Eine automatisierte Regelung optimiert das Verbrauchsverhalten, sodass hiermit eine weitere Anwendung zur Erbringung von Systemdienstleistungen zur Verfügung steht.

Das BHKW wird je nach Bedarf strom- oder wärmegeführt betrieben. Überschüssiger Strom wird über Smart Contracts auf einer Blockchain innerhalb des Mikronetzes, in dem sich das Gebäude befindet, verkauft. Gleichzeitig wird in Zeiten von Strombedarf dieser aus dem Mikronetz bezogen. Das BHKW wird regelmäßig so gesteuert, dass sich unter Berücksichtigung aller Verbraucher, Erzeuger und Flexibilitäten im Durchschnitt ein flaches Profil ergibt. In der Regel belastet Persona 4 die Stromverteilnetze entsprechend kaum.

Persona 5: Industriekunde, Automobilzulieferer

Persona 5 ist als Hersteller von Elektromotoren ein Original Equipment Manufacturer („OEM“). Das Industrieunternehmen kann dem Wirtschaftszweig („WZ“) „Herstellung von PKW und PKW-Motoren“ zugeordnet werden (Schlüssel: 29.10.1) und produziert mit 800 Mitarbeitern auf einer Fläche von 120.000 Quadratmetern. Den Wärmebedarf von 25 Gigawattstunden und einen Teil des Strombedarfs von 40 Gigawattstunden pro Jahr deckt das Unternehmen über ein werkeigenes Biomassekraftwerk selber. Eine PV-Großanlage erzeugt zusätzlich Strom. Weiterer Bedarf wird über ein individuell ausgestaltetes Power Purchase Agreement (Stromliefervertrag über die in einer Anlage produzierte Strommenge für einen meist industriellen Abnehmer, „PPA“) gedeckt. Der Stromnetzanschluss befindet sich auf Mittelspannungs-Ebene („MS-Ebene“). Überschüssige Energie (sowohl Strom als auch Wärme) wird auf einem lokalen Energiemarkt („LEM“) verkauft, an den der OEM angeschlossen ist (vgl. Abbildung 7).




<p>Profil <i>Elektromotoren Cars</i> </p> <p>WZ Herstellung von PKW und PKW-Motoren</p> <p>WZ-Kode 29.10.1</p> <p>Produkte Elektromotoren</p> <p>Mitarbeiter 800</p> <p>Ort Mannheim</p> <p>Gebäudetyp Produktionsgelände</p> <p>Gebäudefläche 120.000 m²</p> <p>Eigentum Unternehmenseigentum</p>	<p>Strom- und Wärmeerzeugung </p> <p>Assets Biomassekraftwerk (KWK, wärme- und stromgeführt), PV-Großanlage</p>
<p>Strom- und Wärmebedarf </p> <p>Strombedarf 40.000 MWh/a</p> <p>Stromtarif Strombezug über PPA</p> <p>Netzanschluss MS-Ebene</p> <p>Wärmebedarf 25.000 MWh/a</p>	<p>Portfolio-Optimierung </p> <p>Energiemanagement Beauftragung Dienstleister</p> <p>Marktverhalten Wahl zwischen verschiedenen Marktoptionen sowie lokaler vs. überregionaler Markt</p> <p>Flexibilität Nutzung des Biomassekraftwerks zum Angebot von Flexibilität (z.B. Verschiebung der Erzeugung für Redispatch)</p> <p>Marktpreis Herausforderung: kurz- vs. langfristige Optimierung</p> <p>Lokaler Energiemarkt Verkauf überschüssigen Stroms und überschüssiger Fernwärme</p>
<p>Elektromobilität </p> <p>Elektrif. Parkplätze 400</p> <p>Ladesäulen 300 x 3,7 kW AC (Mitarbeiter), 80 x 11 kW AC (Besucher), 20 x 150 kW DC (Mitarbeiter, Besucher)</p> <p>Anzahl Ladevorgänge 0,8/Tag/Parkplatz</p> <p>Stromverbrauch 20 kWh/Ladevorgang, insges. 160 MWh/a</p> <p>Ladeverhalten Tagsüber an 250 d/a</p>	<p>Lastprofil </p> <ul style="list-style-type: none"> Keine Verschiebung von Produktionsprozessen → Prämisse: gesicherte Produktion Profil abhängig von Einsatz des Kraftwerks Keine einseitige Optimierung hinsichtlich Eigenverbrauch und dauerhafte Reduzierung der Netzleistung → Strombezug vorzuziehen, wenn günstiger als Eigenerzeugung

Abbildung 7: Steckbrief Persona 5

Als Elektromotorenhersteller verfügt Persona 5 über eine entsprechend große Anzahl an elektrifizierten Parkplätzen. Diese sind mit AC- und vereinzelt mit DC-Ladesäulen ausgestattet, deren Leistungsbereich sich zwischen 3,7 (AC) und 150 (DC) Kilowatt bewegt. Deren Stromverbrauch von 160 Megawattstunden pro Jahr fällt neben dem weiteren Bedarf kaum ins Gewicht.

Aufgrund ihrer technischen Ausstattung steht der Persona ein großes Flexibilitätspotential zur Verfügung. So kann das Biomassekraftwerk flexibel hoch- und runtergefahren und z. B. die Verschiebung der Erzeugung für Redispatch-Maßnahmen genutzt werden. Auch die VtG-Fähigkeit der Elektrofahrzeuge ermöglicht das Angebot von Systemdienstleistungen. Eine Verschiebung von Produktionsprozessen zur Drosselung oder Erhöhung der Last wird allerdings nicht praktiziert, da eine gesicherte Produktion die Prämisse des Betriebs ist.

Um ihr energetisches Portfolio zu optimieren beauftragt Persona 5 einen Dienstleister. Statt einer einseitigen Optimierung hinsichtlich Eigenverbrauch und einer dauerhaften Reduzierung der Netzleistung, vermarktet der Dienstleister Flexibilität auf verschiedenen Märkten. Er ist beauftragt, sowohl zwischen lokalen und überregionalen Märkten, als auch zwischen verschiedenen Marktoptionen (vgl. Unterkapitel 5.2) zu wählen, und die Flexibilität dort zu verkaufen, wo sie am dringendsten benötigt wird und entsprechend den größten Ertrag erzielt. Die Herausforderung besteht dabei in der Entscheidung zwischen kurz- und langfristiger Optimierung. So kann es Situationen geben, in denen der externe Strombezug der Eigenerzeugung vorzuziehen ist, weil er günstiger ist.

Das Lastprofil von Persona 5 hängt stark vom Einsatz des Biomassekraftwerks ab. Der Einfluss auf die Stromverteilnetze ist hingegen üblicherweise ein positiver, da die Vermarktung im Regelfall zu einem netzunterstützenden Einsatz von Flexibilität führt.

3.3.3. Einfluss der Personas

Die Kenntnis über angeschlossene Verbraucher und Einspeisungen ist ein zentraler Bestandteil der effizienten Planung und des stabilen Betriebs des Energiesystems. Die Belastungssituationen der Netze sind dabei wesentlich vom Verhalten der Netznutzer abhängig. Die vorgestellten Personas zeigen mögliche Entwicklungen der Lastprofile in unterschiedlichen Nutzungsbereichen auf. Zur Bewertung des Einflusses der beschriebenen Personas und damit des unterschiedlichen Last- und Einspeiseverhaltens, wurden Simulationen im Niederspannungsbereich durchgeführt. Hierfür wurden unterschiedliche Netztopologien verwendet, in denen die Personas teilweise herkömmliche Verbraucher ersetzen. Dabei wurden die Auswirkungen auf die Stabilität der Netze untersucht, um Rückschlüsse auf die Auswirkungen des geänderten Lastverhaltens zu ermitteln. In der folgenden Abbildung ist exemplarisch die Belastungssituation eines Referenznetzes für ein Hochlastszenario im Winter dargestellt.

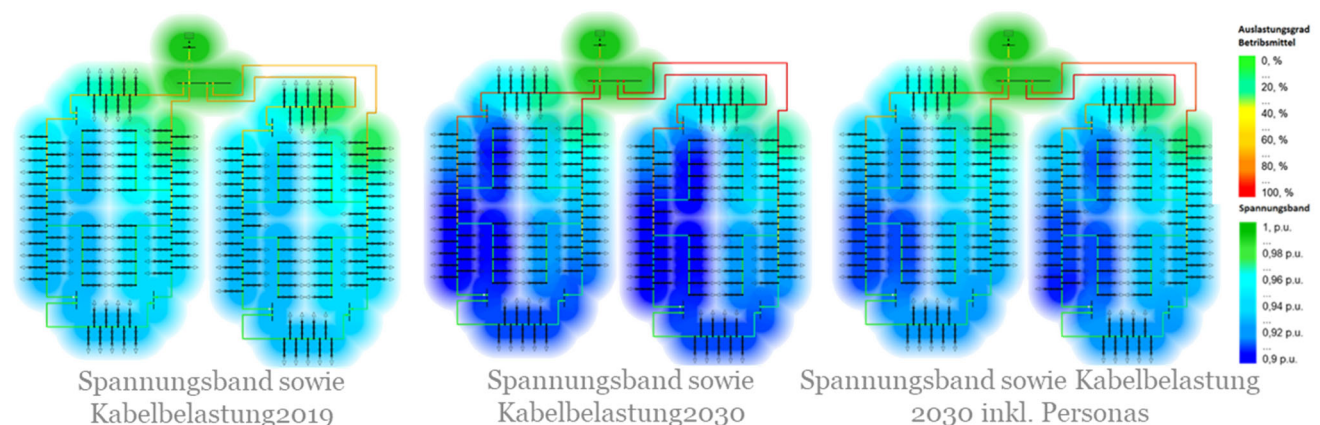


Abbildung 8: Entwicklung der Belastungssituationen eines Referenznetzes

Die zukünftige Entwicklung der Belastung durch neue Verbraucher (Elektromobilität, Kraft-Wärme-Kopplung) zeigen einen deutlichen Einfluss auf die Stabilität des Verteilnetzes. Aufgrund der Entwicklung können Spannungsbänder sowie Betriebsmittelgrenzen überschritten werden und ein hohes Maß an Netzausbau erforderlich machen, um die notwendige Flexibilität für hochvolatile Belastungen bereitzustellen. Die Berücksichtigung der Personas zeigt, dass durch den Einfluss eines entsprechenden Nutzerverhaltens die Belastungssituation der Betriebsmittel verbessert werden kann. Das dargestellte progressive Lastverhalten der Personas zeigt die Potentiale, die durch neue Betriebsstrategien entstehen können. Die Verschiebung und Verstetigung der Lastprofile durch

netzdienlichen Verbrauch sowie Speicheroptionen führt bereits bei geringer Durchdringung zu einer Entlastung des Verteilnetzes und ermöglicht den sicheren Betrieb einer größeren Flotte von Elektrofahrzeugen. Die Untersuchungen der Verteilnetzstrukturen zeigen den deutlichen Einfluss neuer Lastprofile in den Niederspannungsnetzen. Mittelspannungsstrukturen weisen, im Vergleich zu Niederspannungsstrukturen, weniger Abgänge je Transformator auf. Somit überlagert eine Vielzahl herkömmlicher Verbraucher mit hoher Summenleistung die Effekte der Personas. Unternehmen mit gleichmäßigen Lastprofilen können dabei lokal verbessernd auf die Spannungsqualität wirken. Durch Industrie- sowie Gewerbebetriebe, die z. B. produktionsbedingt kein netzdienliches Verhalten aufweisen können, entstehen hohe Belastungen, die den Einfluss des Verbraucherverhaltens weiter reduzieren können. Die Notwendigkeit einer Netzmodernisierung ist unter Berücksichtigung eines geänderten Nutzerverhaltens weiterhin gegeben. Die notwendigen Maßnahmen im Bereich der Netzmodernisierung zum Erreichen der notwendigen Flexibilität nehmen unter Berücksichtigung des geänderten Nutzerverhalten im Vergleich jedoch ab und können durch intelligente Systeme (vgl. Kapitel 5.3) weiter reduziert werden.

3.4. Geschäftsmodelle im Frame 2030

In den nächsten Jahren wird sich eine Vielzahl neuer Geschäftsmodelle entwickeln, die die Entwicklung der Stromverteilnetze beeinflussen und mitgestalten werden. Für einen Teil der Geschäftsmodelle werden intelligente Stromverteilnetze mit Kommunikationseinheiten am Netzanschlusspunkt sowie entsprechenden Backend- und ggf. IoT-Strukturen Grundvoraussetzung sein. Andere Geschäftsmodelle hingegen werden eine Ergänzung zu den Angeboten der Verteilnetzbetreiber darstellen oder sogar in Konkurrenz zu diesen stehen. Ziel der Geschäftsmodelle ist es, die sich ändernden Ansprüche und Bedürfnisse der Personas zu befriedigen und damit den wirtschaftlichen Erfolg zu steigern. Die Geschäftsmodelle können von allen Akteuren umgesetzt werden, z. B. auch von integrierten oder nicht integrierten Stadtwerken.

Diese Beziehung zwischen Personas, Verteilnetzen bzw. Verteilnetzbetreibern und neuen Geschäftsmodellen ist vereinfacht in der Abbildung 9 dargestellt: Anbieter innovativer Erzeugungs- oder Speicherlösungen (z. B. Integrated Solar, Integrated Storage, Next Gen Battery Tech) sind ebenso wie Anbieter von Home und allgemeinen Energy Management Systemen oder von Elektromobilitätsservices (z. B. Vehicle-to-Grid, Battery-to-Vehicle) auf ein intelligentes Verteilnetz angewiesen, da ihre Produkte und Services auf modernen und mit dem Verteilnetz verbundenen Kommunikationslösungen beruhen. Außerdem benötigen sie die Verteilnetze in vielen Fällen als Back-Up (für überschüssige Erzeugung oder nicht selbst zu deckende Bedarfe) oder suchen aktiv den Austausch zu diesen, insbesondere für das Angebot von Flexibilitäten, z. B. in Form von Systemdienstleistungen.

Eine Ergänzung zu den Leistungen der Verteilnetzbetreiber stellen unter anderem lokale Energiemärkte, Energy Communities und PPAs dar. Hintergrund dieser Geschäftsmodelle ist, dass die Services, die durch die Verteilnetzbetreiber und herkömmliche Stromlieferanten zur Verfügung gestellt werden, die Bedarfe der Personas nicht oder nicht ausreichend effizient decken. Sie bieten z. B. ergänzend zum bisherigen Börsen-basierten und OTC-Stromhandel alternative Plattformen zum bilateralen Abschluss von Transfersgeschäften an (lokaler Energiemarkt, PPAs), die deutlich individueller als im gegenwärtigen Rahmen ausgestaltet werden können. Auch ermöglichen sie Vernetzungen (z. B. Energy Communities, Ladenetzwerke oder Crowd Investments), die über die Leistungsfähigkeit eines nicht-intelligenten Verteilnetzes hinausgehen. Die hierfür benötigten IT-Systeme werden durch die Anbieter der Geschäftsmodelle bereitgestellt und sich in Teilen mit den Systemen der Verteilnetzbetreiber vernetzen.

Gänzlich in Konkurrenz zu Verteilnetzbetreibern werden Initiatoren und Betreiber von geschlossenen Verteilnetzen bzw. Mikronetzen und die Anbieter von On-site-PPAs stehen. Diese funktionieren weitgehend unabhängig vom Verteilnetz. Mit fortschreitendem Grad der Autarkie schwindet die Bedeutung einer Netzschnittstelle. Durch ausreichende Energieerzeugung und Bereitstellung von Flexibilitäten sowie die Ausstattung mit der entsprechenden Technologie kann auf Mikroebene ein Netzwerk gestaltet werden, welches sich weitgehend selbst versorgt und stabilisiert. Je kleiner diese Netzwerke sind, desto höher sind die Risiken einer Versorgungsunterbrechung sowie die Kosten und der Aufwand für die Systemstabilisierung.

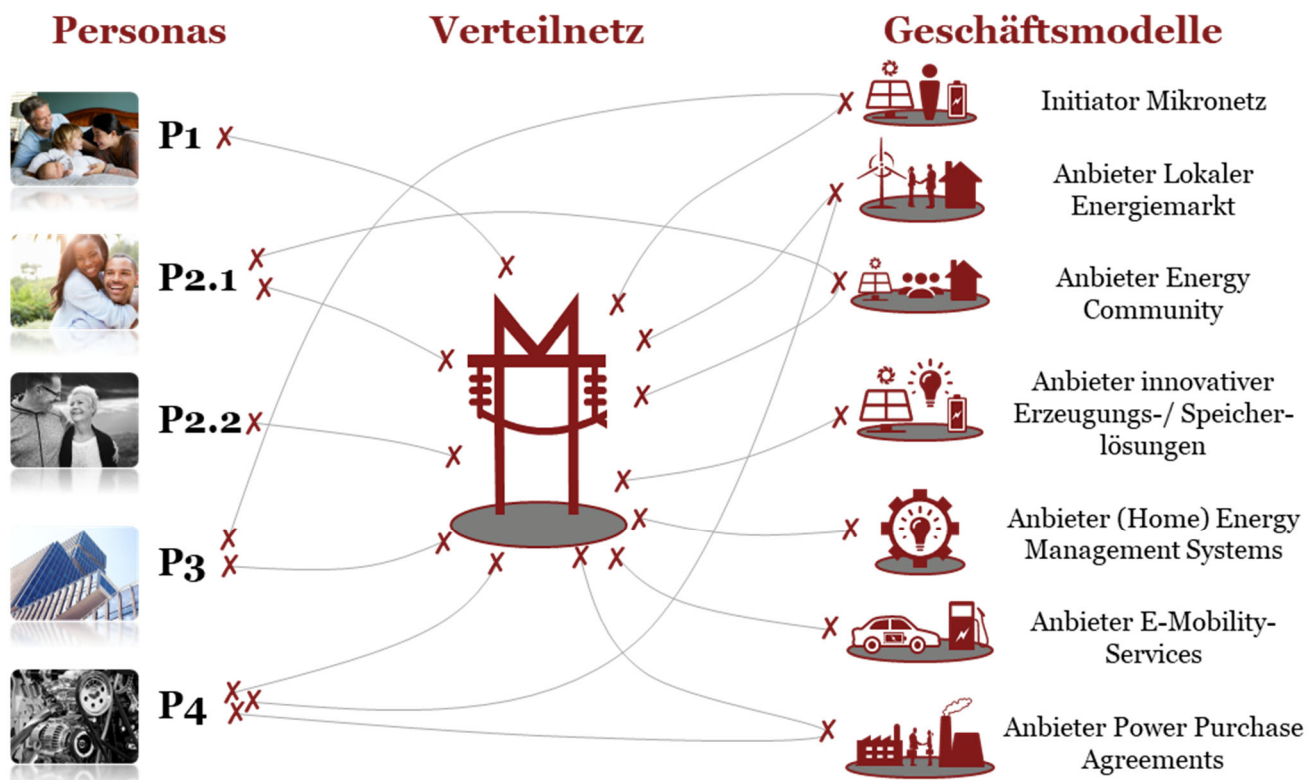


Abbildung 9: Schaubild der Geschäftsmodelle im Frame 2030¹⁴

Verteilnetzbetreiber (und assoziierte grundzuständige Messstellenbetreiber) werden unter diesen Rahmenbedingungen in vielen Bereichen die gleichen Berechtigungen wie andere Akteure haben und zunehmend als regulärer Marktteilnehmer auftreten. Dabei kann es sein, dass sie selber die erforderliche IT-Infrastruktur für Geschäftsmodelle zur Verfügung stellen (z. B. intelligente Netze, die die Kommunikation und Vermarktung von Flexibilität innerhalb eines lokalen Energiemarkts ermöglichen), oder lediglich Dritter sind, wenn andere Dienstleister dieselbe Leistung früher oder besser ermöglichen. Demnach kann es sein, dass Verteilnetzbetreiber die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle aktiv unterstützen, wobei dies keine zwingende Voraussetzung ist. Es wird jedoch angenommen, dass die Verteilnetze keinen Geschäftsmodellen im Weg stehen, indem sie z. B. die Anzahl an E-Ladepunkten aufgrund einer eingeschränkten Aufnahmekapazität begrenzen. Hierfür haben Verteilnetzbetreiber im Sinne ihres Aufgabenbereichs und der Gesetzgeber Sorge zu tragen.

Zusätzlich zu seiner Rolle als regulärer Marktteilnehmer wird der Verteilnetzbetreiber eine Überwachungsfunktion einnehmen und unter bestimmten Voraussetzungen regulierend in Netzaktivitäten eingreifen, um die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (vgl. auch Unterkapitel 5.2). Hier ist z. B. eine Orientierung am Ampelkonzept des BDEW¹⁵ möglich, nach dem in der roten Ampelphase eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität im Verteilnetz vorliegt. Wird die rote Ampelphase erreicht, nachdem sie in der gelben Ampelphase durch Abruf vertraglich kontrahierter Flexibilität nicht abgewendet werden konnte, greift der Verteilnetzbetreiber durch seine Möglichkeiten zur Engpassbewirtschaftung ein.

¹⁴ Vereinfachte Darstellung

¹⁵ Vgl. BDEW (2017a)

4. Entwicklungen – Welche technischen, regulatorischen und gesellschaftlichen Trends begründen den Frame 2030?

Der in Kapitel 3 vorgestellte Frame 2030 ist das Ergebnis einer fortlaufenden Transformation des Energiesystems. Um die Ausgestaltung des Frame 2030 mit aktuellen Entwicklungen zu verifizieren und den Transformationspfad hin zum Frame 2030 aufzuzeigen, erfolgt in diesem Kapitel sowohl eine Ex-Post- als auch eine Ex-Ante-Betrachtung relevanter Trends mit Einfluss auf die Stromverteilnetze. Diese gesellschaftlichen, technischen und regulatorischen Trends begründen den Frame 2030.

4.1. Ex-Post: Was geschah bisher?

In den vergangenen zehn Jahren war im deutschen Energiesystem ein maßgeblicher Trend zu beobachten: Es fand ein starker Zubau der Stromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energien statt. Während vor zehn Jahren die konventionelle Erzeugung mit einem Anteil von 72% an der installierten Netto-Leistung die dominierende Stromerzeugungstechnologie war, stellen heute die erneuerbaren Energien mit 57% die größere Gruppe. Der Zuwachs der installierten Netto-Leistung der erneuerbaren Energien in diesem Zeitraum betrug dabei über 200%, wohingegen die konventionelle Leistung rückläufig war (vgl. Abbildung 10).

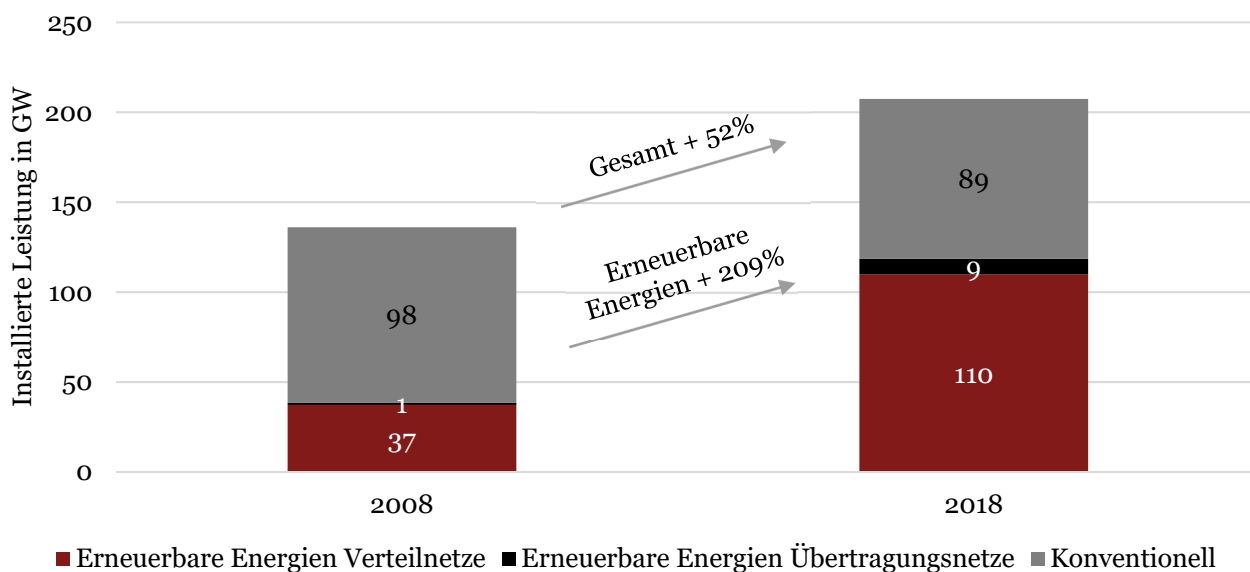


Abbildung 10: Zubau der installierten Netto-Leistung zur Stromerzeugung¹⁶

Hintergrund dieser Entwicklung war die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000, welches eine Vorrangregelung für Strom aus erneuerbaren Energien und ein attraktives Vergütungssystem enthielt. Ziel des EEG war zunächst eine Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch innerhalb von zehn Jahren.¹⁷ Die durch das Gesetz gegebenen finanziellen Anreize machten erneuerbare Erzeugungstechnologien zu einer lohnenden Investition und ermöglichten so deren Durchbruch. Durch zahlreiche Novellierungen hat sich der Steuerungscharakter des Gesetzes stark verändert, ebenso wie die mit ihm verbundenen Ziele (mind. 80% erneuerbare Energien an der Stromversorgung in 2050). Mit der Einführung und Weiterentwicklung des Marktprämienmodells wurden zudem die Grundlagen für die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Strommarkt geschaffen. Dennoch bleibt das EEG auch für die kommenden Jahre das zentrale Instrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien.

¹⁶ Vgl. BDEW (2017b); Fraunhofer ISE (2019); Übertragungsnetzbetreiber (2019)

¹⁷ Vgl. BMWi (2019a)

Parallel dazu wurden die Instrumente und Märkte zur Beschaffung von Flexibilität bzw. von Systemdienstleistungen durch die Übertragungsnetzbetreiber weiterentwickelt, unter anderem durch das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). So wurden Angebotsgrößen für Regelleistung reduziert, die Anzahl der Teilnehmer auf diesen Märkten, zu denen heute auch Betreiber von virtuellen Kraftwerken zählen, ist deutlich gestiegen, das zu beschaffende Volumen konnte reduziert werden und die Kosten für die Beschaffung von Regelleistung sind insgesamt gesunken.¹⁸ Durch die Novellierung der Verordnung für Abschaltbare Lasten (AbLaV) im Jahr 2016 wurden auch für diesen Markt Eintrittsbarrieren verringert und Effizienzsteigerungen ermöglicht. Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen, Netzreservekraftwerke und Einspeisemanagement sind in den letzten Jahren hingegen stark gestiegen und lagen 2017 bei insgesamt mehr als 1,4 Mrd. Euro.¹⁹ Die Notwendigkeit der Überarbeitung des Instruments Redispatch unter Einbeziehung von erneuerbaren Energien und Verteilnetzbetreibern wurden bereits vom BMWi erkannt²⁰ und mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) in Teilen umgesetzt.

Da der Großteil (93%) der Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energien auf Verteilnetzebene einspeist, nimmt diese eine zunehmend wichtige Rolle bei der Stabilisierung des Energiesystems ein. Dabei ist bei den Stromabnehmern durchaus ein Bewusstsein für die Stromherkunft vorhanden, oft auch mit einer entsprechenden Zahlungsbereitschaft.²¹ Mit dem zunehmenden Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung haben sich im Stromvertrieb Grünstromprodukte auf Basis von Herkunftsnachweisen etabliert. Durch das Regionálnachweisregister steht Stromvertrieben und Endkunden mittlerweile ein Instrument zur Verfügung, das neben der Erzeugungsart auch die Regionalität nachweisen kann. Gleichzeitig haben sich erste Unternehmen darauf spezialisiert, Mieterstromanlagen zu initiieren, bei denen der Strom direkt und ohne Durchleitung durch ein Netz der öffentlichen Versorgung an die Bewohner eines Mehrfamilienhauses geliefert wird. Andere Unternehmen haben angefangen, Stromerzeuger, Speicherbetreiber und Stromabnehmer in „Communities“ zusammenzufassen und zu vernetzen.

Durch die steigende Anzahl kleiner Erzeugungsanlagen, die auf Verteilnetzebene installiert werden, stieg auch der Bedarf nach bundesweit einheitlichen Regelungen zum Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen. Die auf Grundlage der europäischen Network Codes vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. („VDE|FNN“) entwickelten Technischen Anschlussregeln (TAR) gewährleisten einerseits einen sicheren und funktionsfähigen Netzanschluss für den Kunden. Andererseits gibt dem Netzbetreiber die Transparenz der Anwendungsregeln eine Sicherheit, dass sich alle Kundenanlagen netzverträglich verhalten und die Verteilnetze grundsätzlich weniger stark belasten.²²

Im Gegensatz zur dezentralen Erzeugung hatte der Zubau von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge bisher nur einen geringen Einfluss auf die Entwicklung der Stromverteilnetze. Der Marktanteil von Elektrofahrzeugen ist heute noch sehr klein: 142.000 Fahrzeuge mit externer Lademöglichkeit (BEV und PHEV) gab es zum Ende des Jahres 2018 in Deutschland (Marktanteil 0,3%), bei 68.000 Neuzulassungen im gesamten Jahr (Marktanteil 2,0%).²³ Mit den wachsenden Marktanteilen steigt jedoch die Relevanz dieser Anlagen für das Gesamtsystem. Verteilnetzbetreiber gehen bereits dazu über, die Auslegungen für neue Leitungen zu ändern und in Neubaugebieten auch größere Querschnitte zu verlegen. Mit der Ladesäulenverordnung (LSV) und der Novelle der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) wurden bereits besondere Vorgaben für die Anmeldung, die Genehmigung und den Anschluss dieser Anlagen festgelegt.

Eine Möglichkeit bezüglich der weiteren Flexibilisierung des Stromsystems stellt die zunehmende Verbreitung von Batteriespeichern dar. Aktuell werden diese Stromspeicher vor allem von mit PV-Anlagen ausgestatteten Endkunden zur Erhöhung der Autarkie genutzt, was durch die Vergleichmäßigung des Verbrauchs und der Einspeisung auch zu einer reduzierten Netzbelastung führt. Dabei ist es möglich, die flexible Ein- und Auspeicherkapazität von Batteriespeichern für die Stabilisierung des Verteilnetzes einzusetzen. Für einen spürbaren Beitrag dieser Anlagen zur Flexibilisierung des Stromsystems ist allerdings eine weitere Zunahme der installierten Speicherleistung notwendig: diese betrug im Jahr 2017 erst 300 MW bei PV-Batteriespeichern.²⁴ Durch sinkende Batteriespeicherkosten und steigende Strompreise ist eine Zunahme jedoch zu erwarten.²⁵ Bereits heute werden zwei von drei neuen PV-Anlagen mit Batteriespeicher ausgestattet.²⁶

¹⁸ Vgl. BNetzA (2019), S. 178 ff.

¹⁹ Vgl. BDEW (2019)

²⁰ Vgl. CEE (2018)

²¹ Vgl. DIHK (2018), S. 18-20

²² Vgl. VDE (2018)

²³ Vgl. VDA (2019); ZSW (2019)

²⁴ Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2019), S. 30

²⁵ Vgl. Schmidt et al. (2017)

²⁶ Vgl. Preiß (2019)

Neben des durch Batteriespeicher bestehenden technischen Potentials gibt es weitere Ansätze für die Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannungsebene. Ein Großteil der Verteilnetzbetreiber nutzt bereits das Instrument des § 14a EnWG, wonach für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen reduzierte Netzentgelte angelegt werden können. Zu diesen Verbrauchseinrichtungen gehören aktuell vor allem Nachtspeicherheizungen, aber auch eine zunehmende Anzahl an Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Durch reduzierte Netzentgelte in Höhe von mehreren Cent pro Kilowattstunde besteht ein erster Anreiz für Endkunden, ihre Verbrauchseinrichtungen zur Unterbrechung durch den Verteilnetzbetreiber freizugeben. Die Steuerung erfolgt bisher in den meisten Fällen jedoch durch Rundsteuertechnik oder Zeitschaltung, also ohne Möglichkeit, punktuell auf Engpässe in einzelnen Netzbereichen zu reagieren.²⁷ Perspektivisch sind für die Steuerung dieser Anlagen intelligente Messsysteme vorgesehen.

Die für einen verpflichtenden Einbau intelligenter Messsysteme erforderliche Anzahl von drei voneinander unabhängigen Herstellern mit zertifizierten und am Markt verfügbaren Geräten wurde noch nicht erreicht. Der Rollout von modernen Messeinrichtungen hat unterdessen jedoch begonnen und Energieunternehmen haben angefangen, die Möglichkeiten dieser Technik für die Gestaltung von neuen Stromvertriebsprodukten mit Mehrwert zu integrieren, z. B. durch eine Visualisierung des Verbrauchs einzelner Geräte oder Tarife, die für verschiedene Zeitzonen unterschiedliche Preise aufrufen. Andere Unternehmen hingegen bieten Prosumern bei gleichzeitiger Bestellung eines PV- oder Batteriespeichers eine Flatrate für den Reststrombezug an.

Verschiedene Forschungsprojekte testen aktuell zudem die Funktionsfähigkeit von Anwendungen, die in den Netzen der Zukunft zur Stabilität und Versorgungssicherheit beitragen sollen. Populäre Beispiele sind die Projekte des SINTEG-Förderprogramms des BMWi²⁸: C/sells²⁹, DESIGNETZ³⁰, enera³¹, NEW 4.0³² und Wind-NODE³³ befassen sich u. a. mit Flexibilitäten, Informations- und Kommunikationstechnologien („IKT“) sowie Big-Data-Plattformen und neuen Marktplätzen und -designs im Kontext (intelligenter) Verteilnetze der Zukunft. Weitere Projekte untersuchen neue Blindleistungsmanagementsysteme für Verteilnetze (z. B. SyNErgie³⁴), Ansätze und Geschäftsmodelle zur Sektorenkopplung (z. B. Open District Hub³⁵), Peer-to-Peer Energiehandel auf Basis von Blockchains (Pebbles³⁶) und Ansätze zur Vermeidung von Netzengpässen durch Kommunikation zwischen Markt und Netz auf Basis des BDEW-Ampelkonzepts (Das Proaktive Verteilnetz³⁷).

Eng verknüpft mit der technischen und regulatorischen Weiterentwicklung des Energiesystems ist eine zunehmende Sensibilisierung der Gesellschaft für die Relevanz der Energiewende.³⁸ Als Folge wird eine steigende Bereitschaft zur Investition in erneuerbare Energien sowie eine höhere Präferenz zu umweltfreundlichen Produkten und Technologien erwartet, wodurch sich Trends, wie die in Unterkapitel 3.1 beschriebenen, entwickeln und verstärken können. Ebenso wird erwartet, dass sich die in der Vergangenheit stattgefundenene technische Entwicklung des Energiesystems und die Verschiebung des regulatorischen Fokus von Großanlagen in der Mittelspannung zu Kleinanlagen in der Niederspannung zukünftig fortsetzen und beschleunigen wird. Das nachfolgende Unterkapitel beschreibt, welche Entwicklungen in den nächsten Jahren bis 2030 und darüber hinaus stattfinden werden.

4.2. Ex-Ante: Was wird in den nächsten Jahren geschehen?

In den kommenden Jahren wird der Ausbau der dezentralen erneuerbaren Stromerzeugung weiter fortschreiten. Im Gegensatz dazu wird sich der Anteil konventioneller Kraftwerke an der Erzeugungsleistung weiter verringern. Nach dem im Folgenden zugrunde gelegten Szenario C des aktuellen Entwurfs des Netzentwicklungsplans wird der Anteil erneuerbarer Energien an der installierten Netto-Leistung für die Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 auf 76% steigen. Damit ist der absolute Zuwachs an installierter Leistung bis 2030 für diese Erzeugungsart sogar

²⁷ Vgl. BNetzA (2019), S. 169 ff.

²⁸ Vgl. BMWi (2019b)

²⁹ Vgl. BMWi (2019c)

³⁰ Vgl. BMWi (2019d)

³¹ Vgl. BMWi (2019e)

³² Vgl. BMWi (2019f)

³³ Vgl. BMWi (2019g)

³⁴ Vgl. FIZ Karlsruhe (2019a)

³⁵ Vgl. Open District Hub (2019)

³⁶ Vgl. Pebbles Projekt (2019)

³⁷ Vgl. FIZ Karlsruhe (2019b)

³⁸ Vgl. Pew Research Center (2019)

noch größer als in den vergangenen zehn Jahren, auch wenn die Zuwachsrate in Bezug auf die im Jahr 2018 installierte Leistung nur noch bei 85% liegt.

Die höchsten Zuwachsraten sind demnach im Bereich Wind offshore zu erwarten, wo eine Verdreifachung der installierten Leistung von momentan 6 Gigawatt auf 17 Gigawatt im Jahr 2030 stattfinden wird. Ebenso weiterhin stark zunehmen wird die installierte PV-Erzeugungsleistung. Hier soll sich, ungeachtet des aktuellen Förderdeckels in Höhe von 52 Gigawatt nach § 49 Abs. 5 EEG, die installierte Netto-Erzeugungskapazität von rund 46 Gigawatt in 2018 auf 105 Gigawatt in 2030 mehr als verdoppeln. Die konventionelle Erzeugungsleistung, die überwiegend aus zentralen Kraftwerken besteht, wird hingegen in der Zukunft bedingt durch den Atom- und Kohleausstieg noch schneller zurückgehen als in den vergangenen zehn Jahren (vgl. Abbildung 11).³⁹ Bis zum Jahr 2022 wird in Deutschland der Atomausstieg vollzogen sein und die aktuellen Pläne der Kohlekommission sehen einen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 vor. Im Hinblick auf den Ausstieg aus der Kohleverstromung und die Klimaschutzziele der Bundesregierung für das Jahr 2050 ist eine Fortsetzung des in der Abbildung gezeigten Trends nach 2030 zu erwarten.

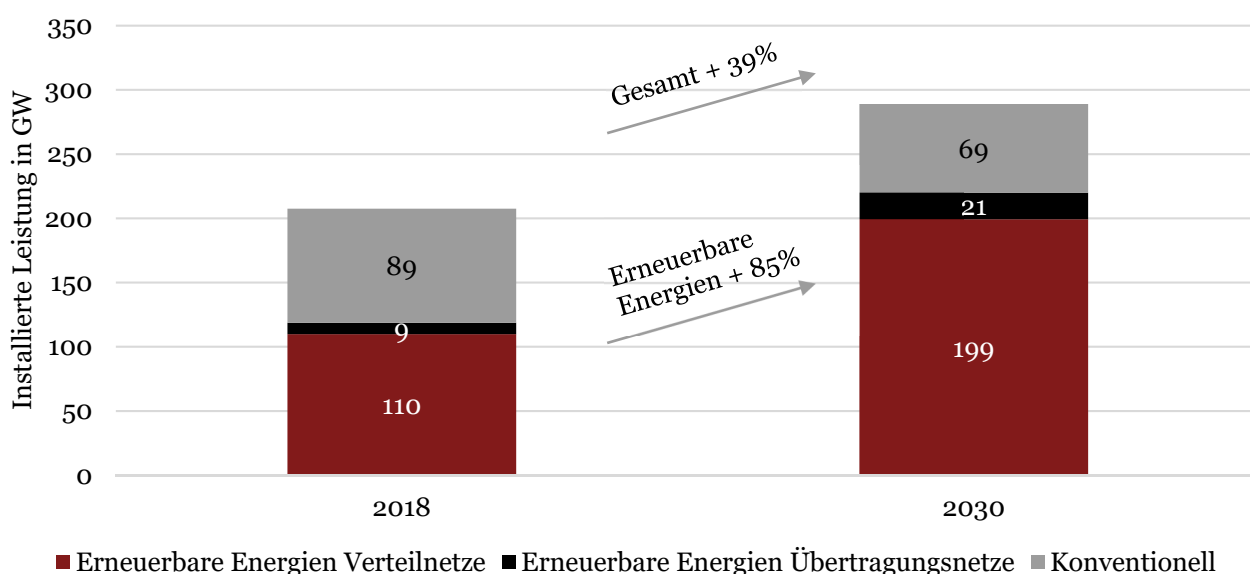


Abbildung 11: Entwicklung der Netto-Erzeugungsleistung in Deutschland bis 2030⁴⁰

Somit wird die Anzahl und installierte Leistung erneuerbarer Erzeugungsanlagen auf Verteilnetzebene weiter stark steigen. Die Offshore-Windenergieanlagen sowie einige wenige große PV-, Windkraft- und Biomasseanlagen sind zwar auf Übertragungsnetzebene angeschlossen, der überwiegende Teil speist jedoch auf Verteilnetzebene ein. Die installierte Leistung im Verteilnetz wird dadurch im Jahr 2030 199 Gigawatt⁴¹ betragen (davon 52% PV-Anlagen, 41% Wind onshore, 3% Biomasse und 4% sonstige regenerative Erzeugungsanlagen). Diese Zunahme an volatiler Einspeisung wird die Verteilnetze in Zukunft verstärkt belasten. Die Betreiber von Stromverteilnetzen werden dieser Entwicklung unter anderem dadurch begegnen, dass Vorgaben hinsichtlich des Netzanschlusses und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für Erzeugungsanlagen weiter verschärft und auch auf kleinere Anlagen angewendet werden.

Im Bereich der Übertragungsnetze werden der weitere Ausbau sowie die länderübergreifenden Netzübertragungskapazitäten dazu beitragen, dass sich Schwankungen durch die volatile Erzeugung über größere geographische Bereiche ausgleichen und dass räumliche Flexibilität geschaffen wird. Die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0), die im April 2019 vom Bundestag beschlossen wurde, sorgt für Vereinfachungen bei den Planungsprozessen und soll die Geschwindigkeit des Ausbaus der Übertragungsnetze, welcher bisher mit Verzögerungen verbunden war, erhöhen. Zudem wird im Rahmen des NABEG 2.0 der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien und KWK-Anlagen relativiert. Ab Oktober 2021 können größere EEG- und KWK-Anlagen abgeregelt werden, wenn im Gegenzug ein Vielfaches an konventioneller Erzeugungsleistung vom Netz gehen müsste. Davon werden auch Anlagen in den Verteilnetzen betroffen sein. Auch zukünftige Weiterentwicklungen

³⁹ Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2019), Szenario C

⁴⁰ Vgl. BDEW (2017b); Fraunhofer ISE (2019); Übertragungsnetzbetreiber (2019)

⁴¹ Eigene Berechnung auf Basis von Übertragungsnetzbetreiber (2019), S. 30 und BDEW (2017b).

in diesem Bereich, die die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG und die Systemverantwortung nach § 13 Abs. 2 EnWG beinhalten könnten, werden die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber erhöhen.⁴²

Mit der weiteren Verbreitung von erneuerbaren Energien werden sich nicht nur Vertriebsprodukte ändern, sondern Vertriebsansätze insgesamt. Wie in anderen Branchen werden sich auch in der Energiewirtschaft Plattformmodelle verbreiten, die auf einer überregionalen, regionalen oder lokalen Ebene angesiedelt sein können. Diese Modelle verbinden Erzeuger und Verbraucher, ermöglichen Lastfolgen und können in diesem Zusammenhang, insbesondere wenn es um überregionale Plattformen geht, auch netzbelastend wirken. Ungeachtet dessen werden sich vorhandene Plattformen bzw. Community-Modelle weiterentwickeln, verbreiten und das Stromsystem flexibilisieren. Daneben werden sich Plattformen auf einer regionalen Ebene entwickeln, die neben der Flexibilisierung auch einen Beitrag zur Entlastung der Netze leisten und im Gegenzug von niedrigeren Netzentgelten profitieren. Nachdem die EU-Kommission, der Rat der Europäischen Union und das EU-Parlament bereits den Rahmen für „Citizens Energy Communities“ oder „Bürgerenergiegemeinschaften“ vorgegeben haben, steht die Umsetzung durch den deutschen Gesetzgeber noch aus.⁴³

Auch auf der lokalen Ebene werden sich Stromdirektlieferungen, bei denen Strom in räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird, verbreiten. Mögliche Formen für diese Belieferungen sind z. B. PPAs oder Mieterstrom im Rahmen von Quartiersprojekten. Da die Stromlieferung in diesen Fällen nicht durch ein Netz der öffentlichen Versorgung erfolgt, wird das Verteilnetz folglich nicht in Anspruch genommen oder belastet. Gefördert werden diese Ansätze unter anderem durch das Gebäudeenergiegesetz, das im Sommer 2019 verabschiedet werden soll und die Stärkung des Quartiersansatzes und die Förderung von energieautarken Quartieren zum Ziel hat. Quartiersansätze gewinnen auch durch die zunehmende Urbanisierung an Bedeutung: während bisher insbesondere in Randbezirken bzw. in ländlichen Gebieten Energie erzeugt wird, die dann in die Verbrauchszentren in Städten transportiert werden muss, sorgen Quartierskonzepte für eine verbrauchsnahe innerstädtische Erzeugung. Bereits heute leben in Deutschland knapp 75% der Bevölkerung in Städten.⁴⁴ Das stellt neue Anforderungen an Mobilitäts- und Wohnkonzepte, die zukünftig vor allem Intermodalität ermöglichen müssen.

Neben der im Bereich der erneuerbaren Energien und Verteilnetze installierten Stromerzeugungsleistung wird auch die Anzahl der Elektrofahrzeuge in den nächsten Jahren stark ansteigen. Bis zum Jahr 2030 werden 20% des PKW-Bestandes BEV oder PHEV sein.⁴⁵ Das bedeutet, dass sich im Jahr 2030 5,76 Mio. BEV und 2,76 Mio. PHEV auf Deutschlands Straßen befinden – 56 Mal so viele wie heute (vgl. Abbildung 12). Im Gegensatz dazu wird sich die Anzahl von Fahrzeugen mit reinem Verbrennungsmotor bis 2030 deutlich verringern. Diese Entwicklung wird verstärkt in den letzten Jahren des nächsten Jahrzehnts einsetzen. Während im Jahr 2025 der Anteil an BEVs und PHEVs von momentan weniger als 0,5% auf rund 6% steigen wird, beträgt er im Jahr 2028 schon 14% und in 2030 schließlich über 20%. Nach 2030 wird der Anteil an Elektrofahrzeugen in Deutschland weiter stark steigen. Zudem wird insgesamt von einem leicht sinkenden Fahrzeugbestand in Deutschland ausgegangen, bedingt unter anderem durch eine Zunahme von Sharing-Konzepten sowie einer sinkenden Bedeutung des privaten PKWs bei der urbanen jungen Bevölkerung.

⁴² Vgl. VKU (2017)

⁴³ Vgl. Europäisches Parlament (2019), Art. 16

⁴⁴ Vgl. Zukunftsinstitut (2019)

⁴⁵ In Anlehnung an PwC (2019)

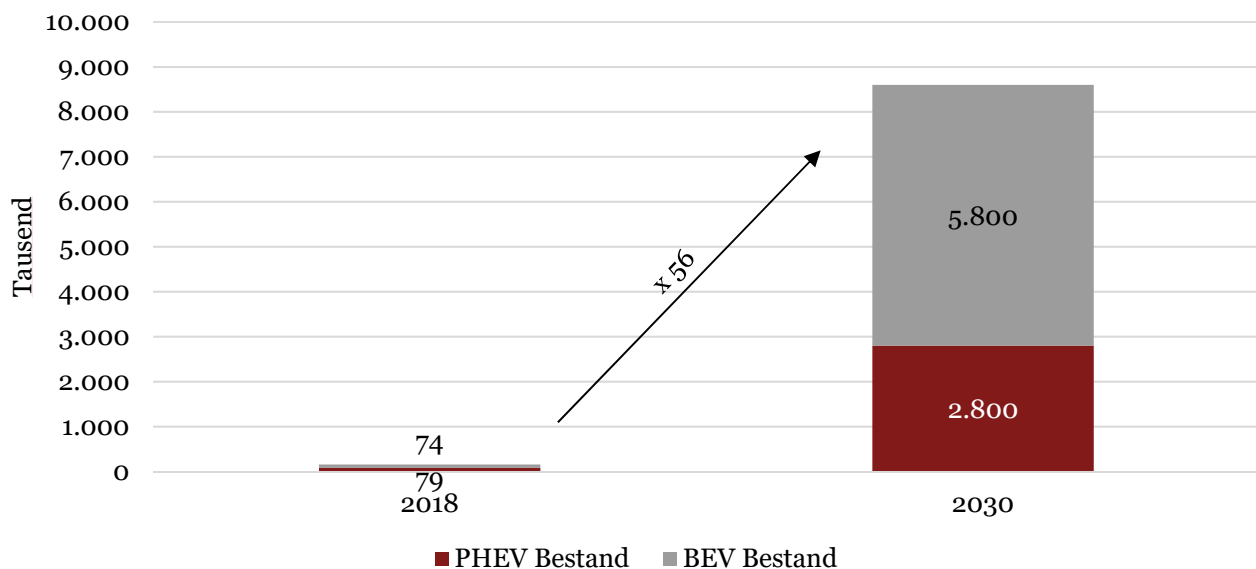


Abbildung 12: Entwicklung des Elektrofahrzeugbestandes in Deutschland bis 2030⁴⁶

PwC und Fraunhofer IOSB haben bereits in diversen, im Auftrag von Verteilnetzbetreibern vorgenommenen Simulationen nachgewiesen, dass bereits eine geringe Anzahl an Ladestationen ausreichen kann, um einzelne Leitungen in der Niederspannung oder Ortsnetzstationen an die Belastungsgrenze zu bringen und somit für viele Netztypologien voraussichtlich schon vor 2025 Handlungsbedarf (Einsatz von modernen Assets und Kommunikationstechnologien oder Netzausbau) besteht.⁴⁷ Es werden daher intelligente Lösungen entwickelt, die Gleichzeitigkeitseffekte verringern, erhöhte Last abfangen können und über den reinen Netzausbau hinausgehen.

Neben dem Anstieg der Anzahl an Elektrofahrzeugen wird auch die Anzahl installierter Batteriespeicher bis 2030 deutlich größer werden. Das bedingt sich durch die steigende PV-Erzeugungsleistung, fallende Kosten für Energiespeicher sowie im Zeitverlauf sinkende EEG-Einspeisevergütungen für Solarstromerzeugung, die Eigenverbrauch zunehmend attraktiver machen. Auch Hersteller bieten PV-Systeme zunehmend als Bündelangebote kombiniert mit Speichern an. Bis zum Jahr 2030 wird die installierte Leistung an PV-Batteriespeichern laut Szenario C des Netzentwicklungsplans von 0,3 Gigawatt in 2017 auf über 10 Gigawatt ansteigen. Auch Großbatteriespeicher, die fast ausschließlich im Bereich der Frequenzhaltung zur Bereitstellung von Primärregelleistung eingesetzt werden, gewinnen an Relevanz: Während in 2017 nur 0,1 Gigawatt installiert sind, werden es 2030 2,4 Gigawatt sein. Die zunehmende Wärmeerzeugung aus Strom in Form von Wärmepumpen stellt eine weiteres wichtiges Potential für Flexibilität in den Verteilnetzen dar. Ebenfalls nach Szenario C des Netzentwicklungsplans werden bis 2030 4,1 Mio. Wärmepumpen verbaut sein, während es im Jahr 2017 erst 0,7 Mio. waren.⁴⁸

Für die Bereitstellung und effiziente Verwendung dieser Flexibilitäten wird eine zunehmende Vernetzung und Steuerbarkeit des Energiesystems notwendig sein. Ermöglicht wird dies durch eine zunehmende Verbreitung von modernen Messeinrichtungen, intelligenten Messsystemen, Home Energy Management Systems und von an das Internet angeschlossenen Verbrauchern und Geräten (IoT) sowie mit Künstlicher Intelligenz ausgestatteten IT-Systemen. Vor allem im Bereich IoT herrscht eine steigende Investitionsbereitschaft und die Mehrheit der Unternehmen investiert unter anderem in Cloud Services, Cyber Security und Datensicherheit, IoT-Hardware und Netzwerktechnologien.⁴⁹ Investitionen werden jedoch auch im privaten Bereich getätigt: Während im Jahr 2019 die Penetrationsrate im Bereich Smart Home in Deutschland bei rund 20% lag, wird für 2023 bereits von einer Marktdurchdringung von 35% ausgegangen.⁵⁰

Der Smart-Meter-Rollout wird bis zum Jahr 2030 weitestgehend abgeschlossen sein und den Bedarf nach sicheren Kommunikationsmöglichkeiten bis zum Endkunden (behind the meter) befriedigen. Intelligente Messsysteme werden dabei als das zentrale Element für die Digitalisierung von Verteilnetzen, die intelligente Steuerung

⁴⁶ In Anlehnung an PwC (2019)

⁴⁷ Vgl. auch FfE (2015)

⁴⁸ Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2019), Szenario C

⁴⁹ Vgl. Künstler (2018)

⁵⁰ Vgl. Statista (2019)

von Verteilnetzen, die Bereitstellung von Flexibilität durch Endverbraucher und diverse weitere Anwendungsfälle angesehen.⁵¹ In diesem Kontext bieten sich die Smart-Meter-Gateways auch als Nachfolgetechnologie für die Rundsteuertechnik an. Da es momentan jedoch zu Verzögerungen beim Rollout für intelligente Messsysteme kommt und Kleinstkunden im Rahmen des Rollouts nicht mit diesen Geräten auszustatten sind, entwickeln sich bereits heute schon parallele Infrastrukturen für Lösungen, die Haushaltskunden mit Verbräuchen von weniger als 6.000 Kilowattstunden ansprechen. Diese Infrastrukturen basieren nicht auf dem Smart-Meter-Gateway, sondern auf einer proprietären Lösung in Verbindung mit einer modernen Messeinrichtung sowie der Internetverbindung des Endkunden. Auch diese Infrastrukturen können Daten sammeln und Steuerungsmöglichkeiten schaffen, die den Betrieb von Stromverteilnetzen unterstützen. Soll der mit dem Smart-Meter-Gateway verbundene Ansatz eines einheitlichen Sicherheitsstandards und eines hohen Schutzes persönlicher Daten konsequent und flächendeckend verfolgt werden, müssen in diesem Bereich schnelle Fortschritte erzielt werden.

Eine Weiterentwicklung des § 14a EnWG, die voraussichtlich eine Begrenzung der fest zur Verfügung stehenden Leistung am Hausanschlusspunkt und eine hohe Verantwortung von lokalen Energiemanagementsystemen beinhalten wird, ist bereits in Planung.⁵² Weitere für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen durch Verteilnetzbetreiber notwendige regulatorische Änderungen, welche unter anderem die Anreizregulierung und die Netzentgelt-systematik betreffen, wurden bereits durch die Europäische Union, die Bundesregierung und verschiedene Verbände erkannt und geplant bzw. gefordert.⁵³

⁵¹ Vgl. BMWi (2018); BSI (2019); Schlaak et al. (2019)

⁵² Vgl. Taskforce Lastmanagement der Fachgruppe Recht des BMWi-Förderprojektes „IKT für Elektromobilität“ (2019)

⁵³ Vgl. Europäisches Parlament (2019) Art. 32; CDU, CSU, SPD (2018); CEDEC et al. (2018)

5. Auswirkungen – Welche Auswirkungen sind als Folge des Frame 2030 zu erwarten?

In diesem Kapitel wird erläutert, welche Auswirkungen die Neugestaltung von Stromverteilnetzen nach dem Frame 2030 hat. Dabei wird zunächst auf die Energiewirtschaft insgesamt und die nicht originär im Bereich des Betriebs von Stromverteilnetzen angesiedelten Unternehmen eingegangen. Als nächstes wird die Veränderung der Strommärkte und Netzentgelte im Rahmen eines marktbasiernten Managements von lokalen Flexibilitäten beschrieben. In dem folgenden Abschnitt werden die Auswirkungen des Frame 2030 auf die Betreiber von Stromverteilnetzen dargestellt. Schließlich wird beschrieben, welche Folgen für die verschiedenen, an die zukünftigen Stromverteilnetze angeschlossenen Kunden zu erwarten sind. Grundlage für die Ableitungen der Auswirkungen der Akteure ist der Frame 2030 und die Fortschreibung heute bereits erkennbarer Entwicklungen.

5.1. Auswirkungen auf Unternehmen der Energiewirtschaft

Während die Unternehmen der Energiewirtschaft früher entlang der Wertschöpfungsketten für Strom, Erdgas und Wärme in spezifische Rollen wie Stromerzeuger, Großhändler, Lieferanten und Netzbetreiber eingeordnet werden konnten, verschwimmen diese Abgrenzungen schon heute. Etablierte Unternehmen bieten Services an, die sich über mehrere Stufen der Wertschöpfungskette erstrecken und Assets bei Kunden oder an anderer Stelle einbinden, Plattformbetreiber stellen direkte Verbindungen zwischen Endkunden und Erzeugern her und fremde Branchen drängen mit neuen Lösungsangeboten in den Markt. Dieser Trend wird sich bis 2030 fortsetzen und beschleunigen.

Energiedienstleistungen und Energievertrieb

Im Frame 2030 wird die Aufmerksamkeit der Kunden für die Lieferung von Strom stark abnehmen, da diese regelmäßig mit weiteren Dienstleistungen verknüpft sein wird. Die Versorgung mit Energie wird sich dann weniger auf Kilowattstunden beziehen, sondern aus Serviceangeboten bestehen, die sich nach den Bedürfnissen und der Lebenssituation der Kunden richten. Die Lieferung von Strom wird dementsprechend ein Teil eines Service- und Komfortangebotes sein, zu dem auch der Messstellenbetrieb gehört. In diesem Zusammenhang werden bundesweit agierende Unternehmen innovative, integrierte und hochskalierbare Geschäftsmodelle entwickeln, die in Konkurrenz zu der herkömmlichen Stromlieferung stehen. Auch etablierte regional und überregional aufgestellte Stromlieferanten werden diese Entwicklung aufgreifen und ihre Geschäftstätigkeiten ausweiten, unter anderem auf den Bereich Metering bzw. wettbewerblicher Messstellenbetrieb. Unternehmen, die sich auf die Lieferantenrolle zurückziehen, werden, wie bereits in der Vergangenheit, weiterhin Marktanteile verlieren. Sie werden in Nischen verbleiben und zunehmend die Schnittstelle zum Kunden verlieren, da sie auf die Rolle eines austauschbaren Zulieferers für einen Dienstleistungsanbieter reduziert werden.

Projektierer und Betreiber von Erzeugungsanlagen

Im Frame 2030 werden Projektierer und Betreiber von Erzeugungsanlagen an vielen Stellen direkt mit Abnehmern von Strom und Wärme in Kontakt stehen und aktive Teilnehmer im Stromsystem sein. Das im Ausland bereits verbreitete und heute in Deutschland zunehmend diskutierte Instrument des PPA ist dafür nur ein Beispiel. Die zunehmende Verbreitung von Erzeugungsanlagen im direkten Umfeld der Verbraucher und die dafür benötigte Akzeptanz wird einen anderen Zugang zu den Verbrauchern erfordern und fördern. Dazu kommt ein neues Interesse von Kunden an einer nachhaltigen Erzeugung des eigenen Stroms, die Volatilität dieser Erzeugungsanlagen und das Potential von Power-to-X-Anwendungen. Diese Faktoren werden neue Geschäftsmodelle ermöglichen. Projektierer werden die Abnehmer und deren Bedürfnissen bereits bei der Planung der Anlagen und dem eigenen Business-Case berücksichtigen. Anlagenbetreiber werden sich an Plattformen beteiligen, über die sie Energie in für die Kunden passende Formate direkt an die Abnehmer liefern.

Hersteller von Anlagen und Geräten

Hersteller von Anlagen und Geräten für das Stromsystem werden im Besonderen von den neuen Anwendungen und Geschäftsmodellen des Frame 2030 profitieren. Dies gilt nicht nur für den Verkauf von Anlagen und Geräten, sondern auch für die Erweiterung des Geschäftsfeldes im Service-Bereich. Einige Unternehmen aus diesen Branchen, z. B. Heizungshersteller oder Wechselrichterhersteller, verfolgen diesen Weg bereits heute. Dabei gilt es nicht nur, die Rolle als System- oder Energielieferant neu zu interpretieren. Auch die Sammlung und Aufbereitung von Daten stellt ein wichtiges Geschäftsfeld dar. In Bezug auf Stromnetze werden Verteilnetzbetreiber strategische Allianzen mit Geräteherstellern schließen und die Anzahl der in ihren Netzen verbauten Sensoren und intelligenten Anwendungen stark erhöhen. Ebenso entstehen durch Anlagen hinter den Messstellen („behind the meter devices“) viele Informationen, die auf den Zustand von Anlagen wie z. B. Ladesäulen oder Wärmeerzeugern und durch Aggregation dieser Informationen auch auf den Netzzustand schließen lassen. Im Frame 2030 werden diese Informationen von Verteilnetzbetreibern und ihren Partnern umfassend ausgewertet und für die Planung und Steuerung effizienter Verteilnetze eingesetzt. Dies setzt hohe Anforderungen an Sicherheit und Datenschutz voraus, die zu einer zentralen Anforderung werden. Gleichzeitig wird die Dynamik im Bereich der Herstellung von Anlagen und Geräten einen starken Wettbewerbsdruck entfalten und zu deutlich sinkenden Kosten unter anderem für die Messung und Steuerung von Kleinanlagen führen.

Unternehmen aus anderen Branchen

Im Kontext der Energiewende und des Frame 2030 werden andere Branchen ein wachsendes Interesse an Energiethemen zeigen, Energieunternehmen unterstützen, eigene Infrastrukturen aufbauen und zum Teil mit Stromnetzbetreibern in Konkurrenz treten. Vor dem Hintergrund des steigenden Bedarfs zur Datenübertragung wird eine hohe Abhängigkeit der Energiebranche von Telekommunikationsinfrastrukturen bestehen. In diesem Zusammenhang wird aktuell auch die Vergabe des 450-MHz-Frequenzbereichs an die kritische Infrastruktur Energieversorgung diskutiert.⁵⁴ Im Rahmen der Digitalisierung sind Energieversorger und Verteilnetzbetreiber auch auf leistungsfähige und innovative Produkte von Softwareherstellern und -dienstleistern angewiesen. Im Bereich der Sektorkopplung werden neue Player in den Markt eintreten: So werden z. B. Automobilhersteller eigene Ökosysteme aus Elektrofahrzeugen, Ladesäulen, Speichern und Energiemanagementsystemen aufbauen und damit Flexibilität kontrollieren, die auf die Stromverteilnetze wirken können. Projektierer und Betreiber von Immobilien werden eigene, intelligente Strom- und Wärmenetze aufbauen und die physische wie kaufmännische Versorgung ihrer Mieter mit Strom, Wärme und Telekommunikation in die eigene Hand nehmen. Die hierfür notwendige gebäudeseitige Flexibilität ist bereits bei der Planung und Errichtung durch die Baubranche zu berücksichtigen. Aber auch Kunden oder Unternehmen, die kein eigenes Geschäftsmodell mit Endkunden im Energiebereich anstreben und lediglich opportunistisch agieren werden ihre energetischen Kompetenzen stärken und als aktive und selbstbewusste Nutzer von Verteilnetzen für Strom auftreten. Dies gilt insbesondere für Kunden, die Prosumer sind oder in anderer Form an lokalen und überregionalen Flexibilitätsmärkten teilnehmen.

5.2. Auswirkungen auf Strommärkte und Netzentgelte

Als Folge des Frame 2030 und des Zubaus von Stromerzeugungsanlagen mit volatiler Erzeugung sowie von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge wird sich ein marktbasierendes Management von lokalen Flexibilitäten auf allen Spannungsebenen etablieren. Ein Ausgangspunkt für diese Entwicklung wird eine Evolution des § 14a EnWG bzw. der Anwendung dieses Paragraphen durch Verteilnetzbetreiber und weitere Akteure sein. Die regionalen Flexibilitätsmärkte werden über eine hohe Liquidität verfügen und Preissignale generieren, welche Kapazitätsengpässe im Verteilnetz verhindern und einen Abruf der Netzkapazitäten auf Basis individueller Opportunitäten und Präferenzen sicherstellen. Gleichzeitig werden über die Kopplung zu überregionalen Märkten flächendeckende Engpässe in der Erzeugung vermieden und regionale Verteilungsprobleme gelöst. Zudem wird auch der Einsatz von Redispatch-Maßnahmen reduziert.

Erste Überlegungen und Vorschläge für die Ausgestaltung eines marktbasierenden Managements von lokalen Flexibilitäten wurden z. B. bereits durch den BDEW in Form des „Ampelkonzepts“⁵⁵ gemacht. Aktuell wird die Umsetzung regionaler Flexibilitätsmärkte durch verschiedene Forschungsprojekte erprobt, z. B. „SINTEG“⁵⁶, Open

⁵⁴ Vgl. VDE (2019)

⁵⁵ Vgl. BDEW (2017a)

⁵⁶ Vgl. BMWi (2019b)

District Hub⁵⁷, „Pebbles“⁵⁸ und „Das proaktive Verteilnetz“⁵⁹, (vgl. Unterkapitel 4.1). Gegenstand dieser Forschungsprojekte sind das Verhalten und die Akzeptanz von Endkunden, die technische Umsetzbarkeit eines marktbasiereten Flexibilitätsmanagements sowie volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Aspekte. In Bezug auf den Frame 2030 wird erwartet, dass Verteilnetzbetreiber in regionalen Flexibilitätsmärkten die Rolle eines regulären Teilnehmers und zusätzlich eine überwachende Funktion einnehmen.

Das marktbasierete Management von lokalen Flexibilitäten im Frame 2030 beschränkt sich nicht nur auf Elektrizität, sondern bezieht weitere Sektoren ein. Durch technische Geräte wie Stromdirektheizungen, Durchlauferhitzer, Wärmepumpen und KWK-Anlagen sind die Sektoren Wärme und Strom eng miteinander verknüpft. Darüber hinaus ist Energie in Form von Wärme zu niedrigen Kosten speicherbar. Der Verkehrssektor verfügt mit Ladesäulen, insbesondere für PKW im privaten Bereich über bedeutende Anteile an potentiell steuerbaren Lasten. Gleichzeitig steht mit den Fahrzeugen ein großes Speicherpotential in Form von Batterien zur Verfügung. Die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr liefert damit einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von Flexibilitäten und Liquidität für regionale und überregionale Flexibilitätsmärkte. Gleichzeitig werden durch Stromerzeugungs- oder Stromnetzengpässe verursachte Preissignale auch in die Sektoren Wärme und Verkehr wirken und dem Gesamtsystem dienliche Investitionen und Verhaltensweisen anreizen.

Die Etablierung des marktbasiereten Managements von lokalen Flexibilitäten wird zu einer Veränderung des Preissystems für Strom und Entgelte in Stromverteilnetzen führen. Mengen- und zeitvariable Preise werden den Platz von mengenvariablen Preisen in Form von Arbeitspreisen einnehmen. Der Anteil von Grundpreisen bzw. leistungsabhängigen Grundpreisen am Gesamtpreis wird zunehmen. Diese Preisbestandteile werden von statischen (Anschlussleistung) und dynamischen (genutzte Anschlussleistung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen) Komponenten abhängig sein. Abbildung 13 zeigt schematisch, wie sich das Preissystem für Endkunden verändern wird.

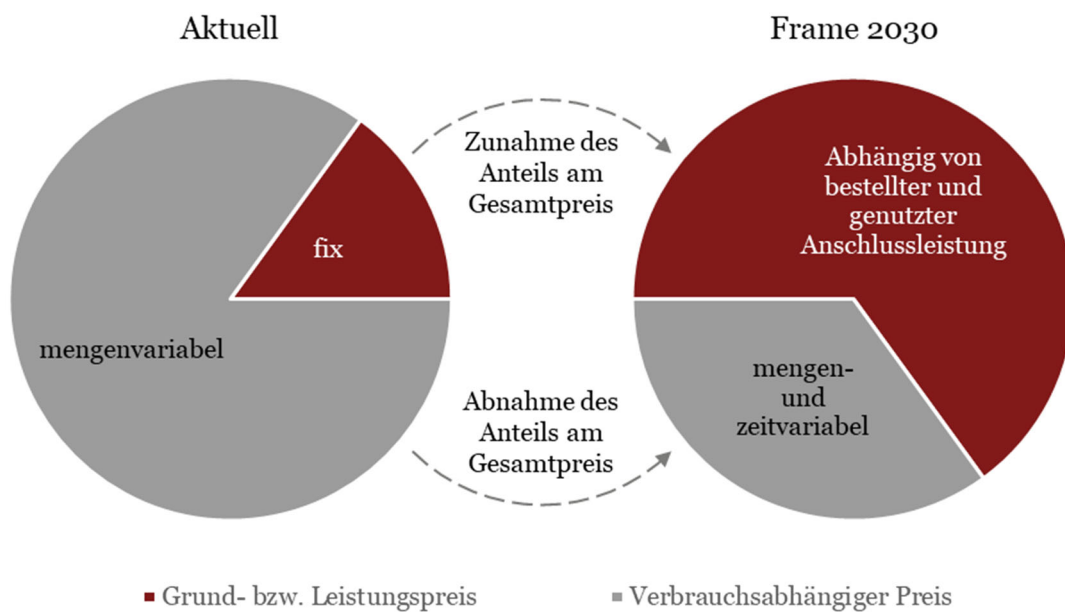


Abbildung 13: Entwicklung der Netzentgeltstruktur für Endkunden⁶⁰

Mit mehreren Grundpreisen bzw. fixen Entgelten, einem Arbeitspreis für Netznutzung, einer Vielzahl von netzgebundenen Umlagen und weiteren Preisbestandteilen ist der Strompreis für Endverbraucher aktuell wenig transparent.⁶¹ Entgegen dieser Ausgangslage und trotz der Etablierung eines neuen, vielschichtigen regionalen und überregionalen Flexibilitätsmarktes wird die Komplexität für die Endkunden sinken. Stromlieferverträge werden integrierte Dienstleistungsangebote sein, die sich bezüglich der Preisfindung nicht nur an den verbrauchten Kilowattstunden oder dem Standardlastprofil orientieren, sondern den Endkunden mit seinen Lebensgewohnheiten, seiner technischen Ausstattung und seinem individuellen, zeitabhängigen Strombedarf ganzheitlich

⁵⁷ Vgl. Open District Hub (2019)

⁵⁸ Vgl. Pebbles Projekt (2019)

⁵⁹ Vgl. FIZ Karlsruhe (2019a)

⁶⁰ Vereinfachte Darstellung

⁶¹ Vgl. Agora Energiewende (2019)

betrachten. Ähnlich wie heute im Telekommunikationsmarkt werden Endkunden zwischen Flatrate-Paketen verschiedener Anbieter wählen können, die sich neben dem Preis lediglich hinsichtlich der maximal nutzbaren Leistung und kaum spürbaren Differenzen in der alltäglichen Nutzung unterscheiden.

Neben einem Markt für Wirkleistung wird sich als Sonderform des Strommarktes auch ein transparenter und diskriminierungsfreier regionaler Markt für Blindleistungsmanagement etablieren.⁶² Die Verantwortung für die Deckung des zunehmenden Bedarfs an Blindleistung wird verstärkt auf Ebene der Verteilnetze liegen. Übertragungs- wie Verteilnetzbetreiber werden bei der Beschaffung marktorientiert agieren und dabei neben eigenen Betriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken auch Stromspeicher und Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien in allen Größenordnungen und Spannungsebenen einbeziehen.

5.3. Auswirkungen auf Verteilnetzbetreiber

Die Auswirkungen des Frame 2030 auf Verteilnetzbetreiber für Strom spiegeln sich unter anderem in einer erhöhten Anzahl von Interaktionen mit Netzkunden wieder. Eine zunehmende Anzahl an kleinen und kleinsten Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinrichtungen muss gemeldet, genehmigt, angeschlossen und in das Verteilnetz integriert werden. Dabei haben die Kunden einen wachsenden Anspruch an Verteilnetzbetreiber im Sinne eines Dienstleisters mit einfachen, kundenfreundlichen und sicheren Prozessen. Gleichzeitig muss der Verteilnetzbetreiber Sonderkunden wie z. B. Betreiber von Kundenanlagen und geschlossenen Verteilernetzen sowie Energy Communities betreuen und selber in lokalen Energie- bzw. Flexibilitätsmärkten tätig werden.

Ein Ergebnis dieser neuen Anforderungen wird die Digitalisierung vieler Prozesse im Bereich des Netzbetriebs sein. An die Stelle von Papier- oder pdf-Formularen werden digitale Customer Journeys mit deutlich geringeren Fehlerquoten und einer hohen Effizienz treten. Verteilnetzbetreiber werden die Daten aus diesen Prozessen systematisch sammeln und für eine effiziente Planung und Netzsteuerung nutzen. Verteilnetzbetreiber werden jedoch auch über eine zunehmende Anzahl an Sensoren und intelligenten Betriebsmitteln Zustandsdaten in Echtzeit über das Netz erfassen und ausgereifte Digital Twins erstellen. Ergänzt um weitere Daten aus den Bereichen Meteorologie, Verkehr und behind the meter devices werden sich die Netznutzung und Netzengpässe präzise und kurz- wie langfristig prognostizieren und das Netz entsprechend steuern lassen.

Verteilnetzbetreiber werden diese Daten nutzen, um ihre Teilnahme an lokalen Flexibilitätsmärkten zu optimieren, Flexibilitäten verschiedener Technologien zu steuern bzw. unterbrechbare Verbraucher wie Erzeuger abzuregulieren sowie wo nötig eine Modernisierung bzw. einen intelligenten Ausbau des Netzes vorzunehmen. Die Planung des Netzausbaus wird auf einer strategischen Ebene stattfinden und aktuelle Forschungsergebnisse einbeziehen.⁶³ Der intelligente Ausbau der Verteilnetze wird folglich verschiedene Optionen gegeneinander abwägen, auf Netzzustandsdaten aus intelligenten Messsystemen zugreifen und verstärkt innovative Betriebsmittel wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren oder Längsregler einsetzen.

Die Entwicklung des Nutzerverhaltens erfordert eine differenziertere Betrachtung der Verteilnetze. Die Planung auf Basis vereinfachter Netzstrukturen spiegelt immer weniger reale Strukturen wieder und die hohe Varianz im Nutzerverhalten kann nicht berücksichtigt werden. Daher wurden im Rahmen der Untersuchungen vollständige Niederspannungsstrukturen auf Basis unterschiedlicher Referenznetze parametrisiert und simuliert. Innerhalb eines Netzgebietes sind unterschiedliche Bebauungs- sowie Siedlungsstrukturen vorzufinden, die sich neben topologischen Eigenschaften ebenfalls durch unterschiedliche Durchdringungen der Nutzerverhalten voneinander unterscheiden. Die Abbildung 14 zeigt die Netzbelastung eines Hochlastszenarios im Winter für das Jahr 2030 ohne den netzdienlichen Einfluss der Personas in den untersuchten Referenznetzstrukturen.

⁶² Vgl. Aufgaben der "Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung" des BMWi

⁶³ Vgl. z. B. FfE (2017)

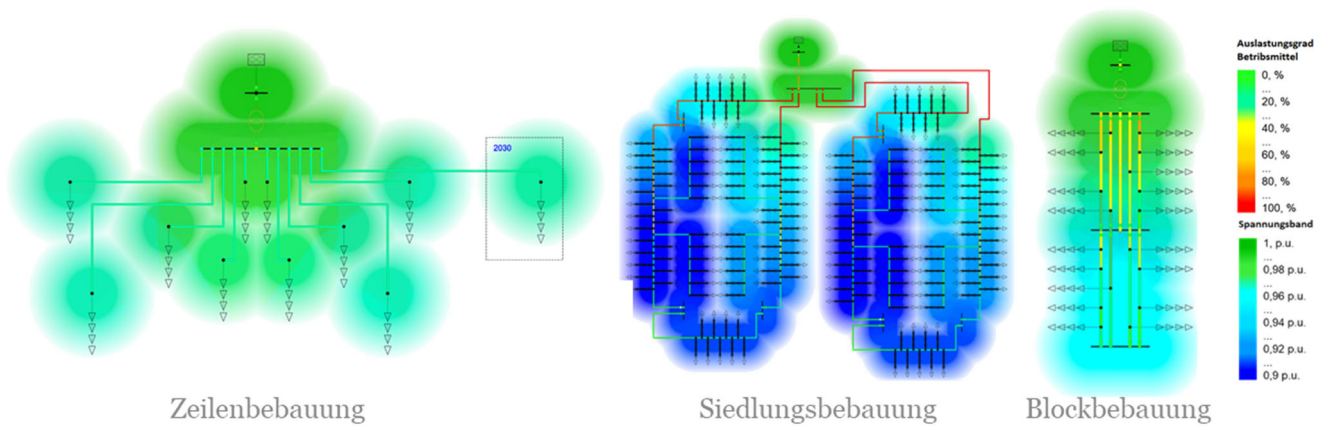


Abbildung 14: Netzbelastung in 2030 ohne Einfluss von Personas in verschiedenen Referenznetzstrukturen

Die abgebildeten Netzregionen repräsentieren unterschiedliche Siedlungsstrukturen städtischer sowie ländlicher Netzregionen. Die Typen Zeilenbebauung und Blockbebauung repräsentieren vorrangig innerstädtische Regionen und vorstädtische Gebiete mit Mehrfamilienhäusern mit hoher Einwohnerdichte. Die Siedlungsbebauung ist vorstädtischen Gebieten sowie ländlich geprägten Regionen zuzuordnen, wobei in ländlichen Regionen die Ringstrukturen häufig entfallen. Zusätzliche Leistungsbedarfe verschärfen die Belastungssituationen eher in vorstädtischen oder ländlich geprägten Netzregionen. Innerstädtische Gebiete können durch Ringstrukturen sowie kurze Leitungslängen höhere Belastungen aufnehmen.

Neben der beschriebenen differenzierten Betrachtung der Verteilnetze wird eine Bewertung innerhalb einer Netzregion notwendig. Es können asymmetrische Belastungssituationen entstehen, die mit herkömmlichen Planungsmethoden nicht berücksichtigt werden können. Die Elektromobilität zeigt einen hohen Einfluss auf die Belastungssituation der Verteilnetze. Einphasig angeschlossene Fahrzeuge können zu Asymmetrien der Versorgungsspannung und einer Verringerung der Spannungsqualität führen. In den Annahmen wird davon ausgegangen, dass zukünftig ein Technologiemix in der Ladeinfrastruktur vorherrschen wird, bei dem einphasige sowie dreiphasige Technologien eingesetzt werden. Zusätzlich können Belastungs-Hotspots durch Häufung einzelner Fahrzeuge entstehen, wodurch lokale Überlastungen auftreten, die durch eine zentrale Überwachung nicht erkannt werden können.

Das angenommene Nutzerverhalten der Personas berücksichtigt neben einem netzdienlichen Verbrauchsverhalten ebenfalls zunehmende Speicheroptionen in Verbindung mit erneuerbaren Energien. Die Kombination beider Maßnahmen kann die Flexibilität der Verteilnetze erhöhen. Die folgende Abbildung 15 zeigt die Belastungssituation des Referenznetzes „Siedlungsbebauung“.

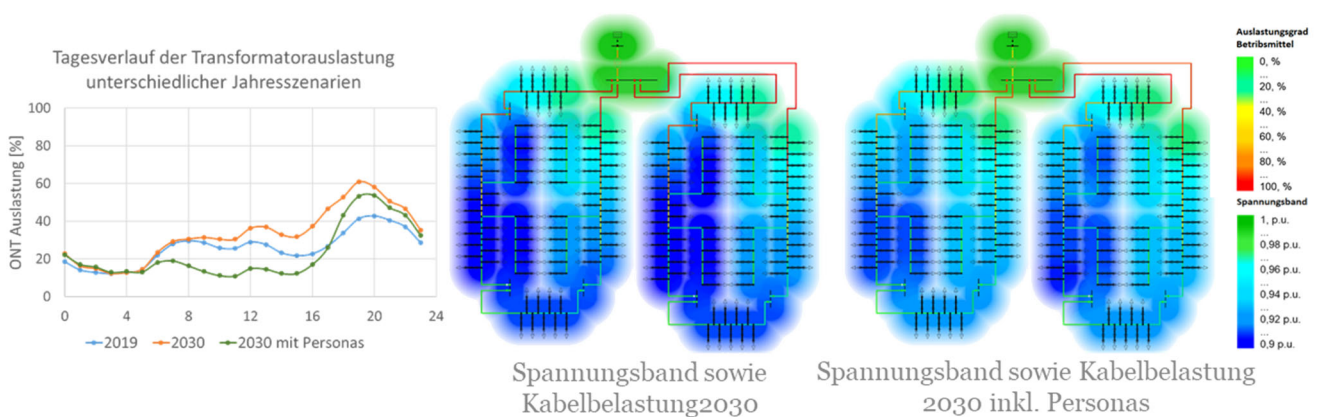


Abbildung 15: Belastungssituation des Referenznetzes "Siedlungsbebauung" für den Frame 2030

Die Transformatorbelastung in der linken Grafik zeigt einen Anstieg der Belastungssituation im Szenario 2030 über den gesamten Tagesverlauf. Das gezeigte Szenario bildet einen mittleren Wintertag ab, wobei die Ladewahrscheinlichkeiten der Elektrofahrzeuge für einen Werktag ohne besondere Häufung angenommen wurden. Im Anhang C sind weitere Untersuchungen dargestellt, die auch ein Extremszenario für alle Referenznetze abbilden.

Dabei wurde die Häufigkeit der ladenden Fahrzeuge und damit die benötigte Leistung erhöht, wie sie beispielsweise nach Ferienzeiten oder Feiertagen zu erwarten ist, sowie die reduzierte Einspeisung durch erneuerbare Energien im Rahmen eines Wintertages zugrunde gelegt. Infolge der Belastungszunahme fällt das Spannungsbereich bereits für das in der Abbildung gezeigte Szenario in der mittleren Grafik für den hochbelasteten Zeitpunkt deutlich ab, verletzt den zulässigen Spannungsbereich an mehreren Hausanschlusspunkten und führt die Kabel an die Belastungsgrenzen. Das Extremszenario verschärft diese Situation und führt zusätzlich zu einer kritischen Belastung des Transformators. Der Vergleich mit dem Szenario 2030 mit Berücksichtigung des geänderten Nutzerverhaltens durch die Personas zeigt, dass die zunehmende Flexibilität zu einer geringeren Netzbelastung führt. Aus den Untersuchungen der Verteilnetzstrukturen ergeben sich unterschiedliche Handlungsfelder für die Planung sowie den Betrieb zukünftiger Netzstrukturen.

Das geänderte Last- und Nutzerverhalten sollte Berücksichtigung in der Netzplanung zukünftiger Verteilnetze finden. Hintergrund sind unter anderem von bisherigen Standardlastprofilen abweichenden Kennlinie sowie die Zunahme der Typen des Lastverhaltens. Eine pauschale Annahme über eine Netzregion kann die realen Gegebenheiten nur unzureichend widerspiegeln. Neben diesen Veränderungen führt die Zunahme leistungselektronisch gekoppelter Betriebsmittel zu neuen Herausforderungen des Netzbetriebs. Neben hochdynamischen Effekten und Oberwellen ist auch die Änderung des Lastverhaltens (konstante Leistung bei abfallender Spannung) zu beachten. Die Ergebnisse zeigen, dass auch unter Berücksichtigung der Speicheroptionen und netzdienlichem Verhalten die Spitzenlasten in den Abendstunden durch die Elektromobilität weiterhin bestehen bleiben. Zur Kappung der Spitzenlast ist die Einführung eines Lademanagementsystems notwendig, welches durch eine netzdienliche Betriebsweise die Ladezeitpunkte verschiebt.

In Regionen mit gleichmäßigen Belastungssituationen sowie homogenen Netzstrukturen mit ähnlichen Abgangslängen können regelbare Ortsnetztransformatoren zu einer deutlichen Stabilisierung des Systems führen. Alternativ können neue strang- und phasenselektive Spannungsregelungssysteme eingesetzt werden, die lokale Unsymmetrien ausregeln können. Für einen effizienten Einsatz der Regelungssysteme ist eine detaillierte Erfassung des Netzzustandes zwingend erforderlich. Die zentrale Erfassung an der Niederspannungssammelschiene des Transformators ist in der Regel nicht ausreichend. Es erfordert verteilte Sensorik, die über das Netzgebiet verteilt Daten bereitstellt. Intelligente Regelungssysteme und verteilte Sensorik bieten die Grundlage für den Übergang des Netzbetriebs in eine automatische Netzregelung. Dabei werden bestehende Systeme mit Digital Twins kombiniert, um die Erfassung des Netzzustandes weiter zu verbessern. Neben der Veränderung des Lastverhalten sowie neuer Regelungsstrategien führt die zunehmende Digitalisierung im Verteilnetz zu neuen Anforderungen an die Systembetreiber hinsichtlich des Betriebs einer umfassenden IT-Infrastruktur.

Dabei stehen neben der Erweiterung und dem Umbau bestehender Strukturen mit Automatisierungskomponenten die Absicherung gegenüber Cyberangriffen im Fokus. Durch die Digitalisierung der Verteilnetze und deren Betrieb wird das Thema Cyber Security einen bedeutenden Stellenwert innerhalb der Versorgungssicherheit einnehmen. Die Regulierung wird Vorgaben für die Unternehmen, Meldepflichten und die Beobachtung des Marktes in diesem Bereich stark ausbauen und Verteilnetzbetreiber mit umfangreichen neuen Aufgaben konfrontieren. Gleichzeitig werden sich spezialisierte Dienstleister und Dienstleistungsangebote verbreiten, Netzbetreiber in diesen Punkten entlasten und so einen wichtigen Beitrag zur Erhaltung der Versorgungssicherheit leisten.

Betreiber von Verteilnetzen werden diese Aufgaben ungeachtet der zukünftigen Trennung von Netz- und Messstellenbetrieb vornehmen. Verteilnetzbetreiber werden mit einer Vielzahl an wettbewerblichen Messstellenbetreibern kommunizieren, während die Rolle des Messstellenbetreibers in häufigen Fällen nicht durch den assoziierten Netzbetrieb übernommen wird. Ungeachtet dessen werden Betreiber von Stromverteilnetzen eigene, über den Netzbetrieb hinausgehende Dienstleistungen entwickeln und anbieten, z. B. auf Basis von Low Power Wide Area Network-Infrastrukturen („LPWAN“) oder im Bereich von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge und IoT.

5.4. Auswirkungen auf Endkunden

In Ergänzung zu der Beschreibung der Personas wird in diesem Abschnitt erläutert, welche Auswirkungen der Frame 2030 auf die an das Stromverteilnetz angeschlossenen Endkunden im Allgemeinen hat. Dabei wird differenziert zwischen Endkunden in der Niederspannung bzw. Haushaltskunden und kleinen Gewerbekunden sowie zwischen Endkunden in der Mittel- und Hochspannung bzw. großen Gewerbekunden und Industriekunden.

Endkunden in der Niederspannung bzw. Haushaltskunden und kleine Gewerbekunden

Leistungsfähige, nahezu-Echtzeit Telekommunikationslösungen und damit verbundene HEMS für Endkunden in der Niederspannung werden sich stark verbreiten. Diese Systeme zeichnen sich durch hochsichere Kommunikationsinfrastrukturen einerseits und durch Steuerungs- und Managementfunktionalitäten für Energieanlagen inkl. Kleinanlagen andererseits aus und schaffen eine Konnektivität der heute getrennten Bereiche Verbraucherautomatisierung und Netzautomatisierung. Die Systeme ermöglichen folglich auch Kunden mit geringen Stromverbräuchen oder Leistungsbedarfen eine effiziente Steuerung ihrer Energiebedarfe und eine Vergütung dieser Flexibilität durch die Märkte bzw. den Verteilnetzbetreiber.

Eine Möglichkeit für Endkunden, sich netzdienlich zu verhalten, besteht in der Flexibilisierung der über den Hausanschluss benötigten Leistung. Im Frame 2030 werden sich z. B. viele Kunde, deren tatsächlicher Leistungsbedarf am Hausanschluss unter den heute üblichen 30 Kilowatt liegt, über definierte Zeiträume auf diese Beschränkung verpflichten und dafür vergütet werden. Umgesetzt wird diese Limitierung nicht über den Hausanschlusskasten, sondern über Sekundärtechnik am Messsystem. Im Zuge der Umsetzung entsprechender Marktmodelle sind diese Netzkunden außerdem im Besonderen von der Ausweitung der Melde- und Zustimmungspflichten für neue Anlagen betroffen.

Als weitere Folge des Frame 2030 werden sich Endkunden in der Niederspannung auf lokaler, regionaler und überregionaler Ebene mit Erzeugungs- und Speicheranlagen vernetzen und synchronisieren. Diese Zusammenschlüsse⁶⁴ von Kunden werden nicht nur in Konkurrenz zu etablierten Energievertrieben stehen, sondern auch Netzbetreiber vor neue Aufgaben stellen bzw. mit einem erhöhten Bedarf an Netzkapazitäten konfrontieren und zum Teil auch mit Verteilnetzbetreibern in Konkurrenz treten. So werden z. B. Kunden aus dem Immobilien- und Gewerbebereich vermehrt Kundenanlagen in einem größeren Umfang oder geschlossene Verteilernetze bzw. Mikronetze initiieren und so Teilaufgaben von Stromverteilnetzen selber übernehmen.

Endkunden in der Mittel- und Hochspannung bzw. große Gewerbekunden und Industriekunden

Im Frame 2030 werden sich für große, an die Mittel- oder Hochspannung angeschlossene Gewerbekunden und Industriekunden hochentwickelte Energiemanagementsysteme etabliert haben. Diese Systeme schaffen eine vollständige Transparenz über den Strombedarf, die Stromerzeugung sowie die Möglichkeiten der Flexibilisierung des Strombedarfs dieser Unternehmen unter der Prämisse einer gesicherten Produktion. Als Folge werden diese Unternehmen ein anderes Bewusstsein für ihre Energiebedarfe haben und ihr eigenes Energiesystem intelligent und flexibel gestalten.

Bezüglich ihres externen Strombedarfs und der Vermarktung ihrer Flexibilitäten werden diese Unternehmen mit Unterstützung von Dienstleistern dynamisch an allen ihnen zur Verfügung stehenden Märkten agieren und sich so kostenseitig optimieren. Sie werden z. B. an Regelenenergiemärkten teilnehmen, Systemdienstleistungen bereitstellen und Hochlastzeitfenster nutzen, die sich täglich oder stündlich ändern können.

Die Netzplanung wird sich zukünftig stark an der tatsächlichen Last dieser Kunden orientieren. Baukostenzuschüsse für Netzanschlüsse werden flexibilisiert und neu interpretiert werden. So können z. B. bestellte und bezahlte, aber nicht genutzte Anschluss-Reserven im Bedarfsfall wieder freigegeben und vermarktet werden, inkl. einer Rückzahlung von Baukostenzuschüssen und der entsprechenden Neuinterpretation der wirtschaftlichen Zumutbarkeit im Zusammenhang mit der Ausbaupflichtung.

Im Zuge der Flexibilisierung des Gesamtsystems und dieser Kunden im Speziellen wird auch die Versorgungssicherheit weiter zunehmen. So wird z. B. im Fall einer Engpasssituation die Abschaltkaskade für diese Kunden vollständig automatisiert und über die Leitstelle abrufbar sein.

⁶⁴ Vgl. Europäisches Parlament (2019), Art. 16

6. Aktion – Welche Funktionalitäten der Stromverteilnetze sind vor dem Hintergrund des Frame 2030 erforderlich?

Im Frame 2030 werden die Stromverteilnetze in einer starken Verantwortung für das gesamte Energiesystem stehen. Die bisherigen „Verteilnetzbetreiber“ werden in diesem Frame 2030 die Rolle eines „Verteilnetzmanagers“ annehmen. Verteilnetzbetreiber müssen sich konsequent auf dieses neue Aufgabenprofil jenseits von Versorgung und Verteilung vorbereiten und ausrichten. Dazu gehören eine hohe Kundenorientierung, der Einsatz von neuen Technologien sowie die aktive Teilnahme an Strom- und Flexibilitätsmärkten.

Die Handlungsfelder, die sich aus dem Frame 2030 sowie den zugrundeliegenden Personas, Geschäftsmodellen und Märkten ergeben, erstrecken sich jedoch nicht nur auf die Verteilnetzbetreiber und die Verteilnetze für Strom, sondern auch auf Anschlusspunkte und Kundenanlagen und folglich diverse weitere Akteure. Die folgende Abbildung verdeutlicht den Handlungsbedarf auf den unterschiedlichen Ebenen.

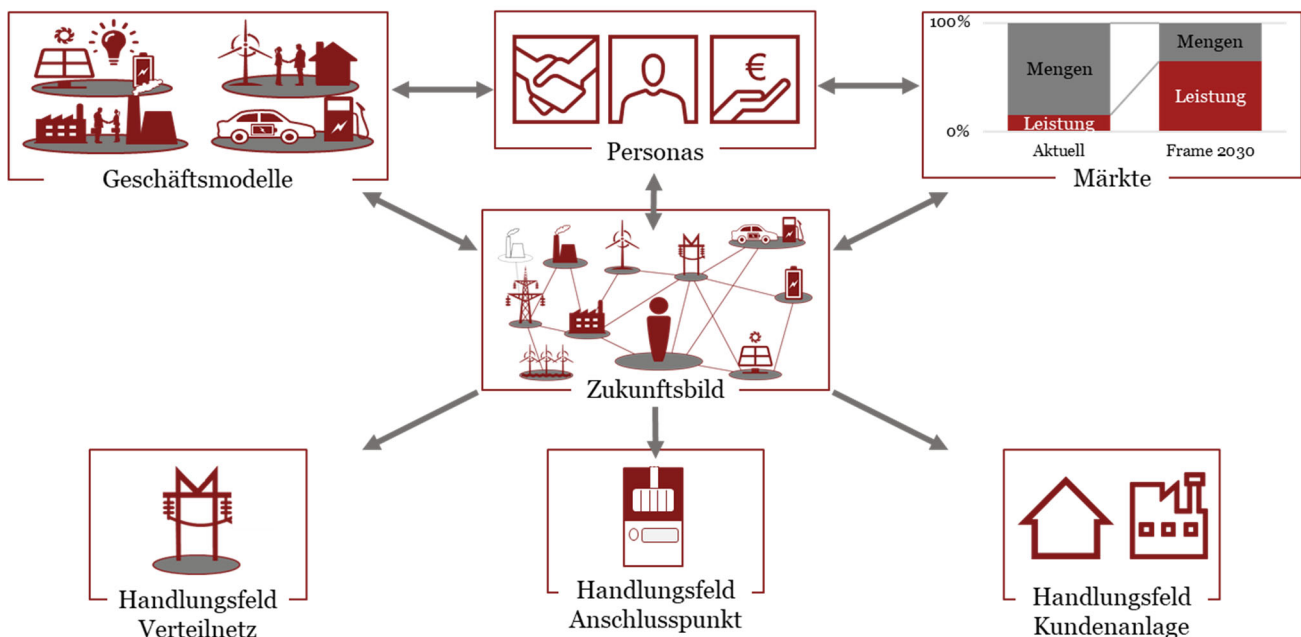


Abbildung 16: Handlungsfelder als Ergebnis des Frame 2030

Die Handlungsfelder beinhalten sowohl neue Technologien und Geschäftsmodelle, die durch den Markt erschlossen werden müssen, als auch regulatorische Vorgaben. Im Bereich der vom Markt zu bearbeitenden Handlungsfelder liegt unter anderem die Weiterentwicklung und verstärkte Nutzung vorhandener Instrumente wie Energiemanagementsysteme und steuerbare Verbrauchseinrichtungen bzw. Vorgabe von Leistungswerten am Anschlusspunkt auf Basis von Messsystemen durch die Verteilnetzbetreiber. Diese Handlungsfelder sind vor allem in der Kundenanlage und am Anschlusspunkt angesiedelt und bilden die Grundlage für die Einbindung von Endkunden in ein flexibles Gesamtsystem.

Die Digitalisierung der Netzbewirtschaftung und der Netzplanung ist ein ebenfalls in der Verantwortung des Marktes liegendes Handlungsfeld und ein wesentlicher Schlüssel zur Meisterung der neuen auch operativen Aufgaben im Frame 2030 und der darüberhinausgehenden Zukunft. Sensoren, Aktoren und die damit verbundenen digitalen Lösungen werden die Kommunikation mit Netzkunden und vorgelagerten Netzen vereinfachen sowie eine intelligente Netzplanung unter Einbeziehung innovativer Betriebsmittel sicherstellen. Auch das Verteilnetz und die Netzzustandserfassung wird mittels Digital Twins und Künstlicher Intelligenz digitalisiert sein und so eine Echtzeitbewirtschaftung, einen optimalen Abruf von Angeboten über Flexibilitäten und optimale Vorgaben bzw. effiziente Angebote an Netzkunden ermöglichen. Betreiber von Stromverteilnetzen müssen ihre Kompetenzen in diesen Technologien daher stärken und sich hinsichtlich ihrer IT-Architekturen und Sicherheitskonzepte

zukunftsfähig aufstellen. Dieses Handlungsfeld wirkt über das Verteilnetz hinaus bis zum Anschlusspunkt und in die Kundenanlage.

Die Modernisierung der Stromverteilnetze durch konventionelle wie neuartige Betriebsmittel sowie die Weiterentwicklung von Planungsprozessen für diese Modernisierung ist ein weiteres, vom Markt und Verbänden zu bearbeitendes Handlungsfeld und vor allem auf Ebene der Verteilnetze angesiedelt. Dazu gehört die Erstellung von Netzentwicklungsplänen auf Basis der zukünftigen Anforderungen z. B. durch die zunehmende Verbreitung von Elektromobilität. Diese Netzplanungsprozesse werden durch die Erkenntnisse aus der Digitalisierung der Netzbewirtschaftung und Netzplanung unterstützt und beinhalten auch einen stärkeren Abstimmungsprozess von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern untereinander.

In den Bereich der für den Frame 2030 zu schaffenden, übergeordneten regulatorischen Vorgaben fällt zum einen die Reform der Netzentgelte bzw. Netzanschlussbedingungen für eine verursachungsgerechtere Verteilung der Kosten. Reformen der Netzentgelte bzw. Netzanschlussbedingungen sollen Märkte für die Bereitstellung von Flexibilität anreizen und wirken insbesondere auf die Anschlusspunkte und Kundenanlagen. Ebenfalls in den regulatorischen Bereich fällt die Schaffung von Anreizen für Investitionen und höhere Betriebskostenaufwendungen für intelligente bzw. digitale Lösungen für Verteilnetzbetreiber. Diese Anpassungen der Anreizregulierung erhöhen den Handlungsspielraum von Verteilnetzbetreibern bei der Digitalisierung der Anlagen und wirken folglich insbesondere auf die Verteilnetze, aber auch auf die Anschlusspunkte.

Verteilnetzbetreiber in Deutschland zeichnen sich durch eine heterogene Struktur aus. Speziell für kleine und zum Teil auch nur auf eine Netzsparte beschränkte Unternehmen wird die Bearbeitung der Handlungsfelder und die Rolle eines „Verteilnetzmanagers“ im Frame 2030 eine große und ohne ein effizientes Partnermanagement kaum zu erfüllende Herausforderung sein. Kleine wie große Betreiber von Verteilnetzen werden ihre Wertschöpfung daher flexibilisieren und verschiedene Akteure und Marktpartner koordinieren müssen, um den zukünftigen Aufgaben gerecht zu werden. Dies betrifft nicht nur strategische Kooperationen oder Plattformen innerhalb der Energiewirtschaft. Auch Industriepartner, Wissenschaft und Forschung sowie etablierte und neue Dienstleister werden die zukünftigen Verteilnetzmanager auf ihrem Weg unterstützen und zu einer sicheren, umweltverträglichen und kosteneffizienten Energieversorgung beitragen.

Anhang A: Quellenverzeichnis

Agora Energiewende (2019): Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen. Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparente-energiwirtschaft/Agora_Netzentgelte_2019.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BDEW (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile. Hg. v. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BDEW (2017a): Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Hg. v. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BDEW (2017b): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken. Hg. v. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20170710_Erneuerbare-Energien-EEG_2017.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BDEW (2019): Redispatch in Deutschland. Hg. v. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190326_Bericht-Redispatch_Maerz-2019.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BMWi (2017): Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=32, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BMWi (2018): Barometer Digitalisierung der Energiewende. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=20, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BMWi (2019a): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=71110, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BMWi (2019b): SINTEG – Schaufenster intelligente Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.sinteg.de>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BMWi (2019c): C/sells – Keimzellen der digitalen Energiewende. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.sinteg.de/schaufenster/csells/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BMWi (2019d): DESIGNETZ – Drei Bundesländer erproben das Stromnetz der Zukunft. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.sinteg.de/schaufenster/designetz/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BMWi (2019e): enera – Digitalisierung der Energieversorgung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.sinteg.de/schaufenster/enera/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BMWi (2019f): NEW 4.0 – Innovationsallianz für den Norden. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.sinteg.de/schaufenster/new-40/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BMWi (2019g): WindNODE – intelligente Energienetze, flexible Verbraucher. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.sinteg.de/schaufenster/windnode/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BNetzA (2019): Monitoringbericht 2018. Hg. v. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Braun, M.; Krybus, I.; Becker, H.; Bolgaryn, R.; Dasenbrock, J.; Gauglitz, P.; Horst, D.; Pape, C.; Scheidler, A.; Ulffers, J. (2018): Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034. Hg. v. BearingPoint GmbH & Fraunhofer IEE. Online verfügbar unter https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

BSI (2019): Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Hg. v. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Online verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/standardisierungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Büchner, J.; Katzfey, J.; Flörcken, O.; Moser, A.; Schuster, H.; Dierkes, S.; van Leeuwen, T.; Verheggen, L.; Us-lar, M.; van Amelsvoort, M. (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.htm>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

CDU, CSU, SPD (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Hg. v. CDU, CSU, SPD. Online verfügbar unter https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1, zuletzt geprüft am 27.06.2019

CEDEC, EDSO, eurelectric, GEODE (2018): Flexibilität in der Energiewende: Werkzeugkasten für Strom-VNB. Hg. v. VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.. Online verfügbar unter https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Strom/Deutsch-electricity_DSOs_2018.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

CEE (2018): Konzepte für Redispatch-Beschaffung und Bewertungskriterien. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/konzepte-fuer-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 27.06.2019

dena (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie). Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

DIHK (2018): Akzeptanz in der Wirtschaft schwindet: IHK-Energiewende-Barometer 2018. Hg. v. Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.. Online verfügbar unter https://www.aachen.ihk.de/blob/aci hk24/innovation/downloads/4250398/fcbf95bc3bc593df70ea90997d61ecdb/energiewende_barometer_2018-data.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Europäisches Parlament (2019): Gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Hg. v. Europäisches Parlament. Online verfügbar unter http://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-8-2019-0226_DE.html, zuletzt geprüft am 27.06.2019

FfE (2015): Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/article/543/Belastung_der_Stromnetze_durch_Elektromobilitaet.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

FfE (2017): Merit Order Netz-Ausbau 2030. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/attachments/article/521/20180403_MONA%202030_Abschlussbericht_Szenario-Analyse.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

FIZ Karlsruhe (2019a): Neues Blindleistungsmanagement für Verteilnetze. Hg. v. FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. Online verfügbar unter <https://forschung-stromnetze.info/projekte/neues-blindleistungsmanagement-fuer-verteilnetze/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

FIZ Karlsruhe (2019b): Ampelkonzept für effizientere Verteilnetze. Hg. v. FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. Online verfügbar unter <https://forschung-stromnetze.info/projekte/ampelkonzept-fuer-effizientere-verteilnetze/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Fraunhofer ISE (2019): Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Künstler, D. (2018): Investitionen in IoT steigen. Hg. v. WEKA FACHMEDIEN GmbH. Online verfügbar unter <https://www.funkschau.de/telekommunikation/artikel/159206/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Open District Hub (2019): Für die Zukunft der Energiewende. Online verfügbar unter <https://opendistricthub.de>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Pebbles Projekt (2019): Peer-to-Peer Energiehandel auf Basis von Blockchains. Online verfügbar unter <https://pebbles-projekt.de>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Pew Research Center (2019): Climate Change Still Seen as the Top Global Threat, but Cyberattacks a Rising Concern. Hg. v. Pew Research Center. Online verfügbar unter <https://www.pewglobal.org/2019/02/10/climate-change-still-seen-as-the-top-global-threat-but-cyberattacks-a-rising-concern>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Preiß, Stefan (2019): Photovoltaik in Deutschland auf dem Weg zu alter Stärke? Hg. v. EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH. Online verfügbar unter <https://www.euwid-energie.de/photovoltaik-in-deutschland-auf-dem-weg-zu-alter-staerke/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

PwC (2019): E-Mobility Sales Review: E-Mobilität auf dem Weg zum Durchbruch. Hg. v. PricewaterhouseCoopers GmbH WPG. Online verfügbar unter <https://www.pwc.de/de/automobilindustrie/e-mobility-sales-review-e-mobilitaet-auf-dem-weg-zum-durchbruch.html>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Schlaak, Thomas; Lares, Stefan; Einhellig, Ludwig; Wesche, Florian-Alexander (2019): Smart Grid Studie 2019. Online verfügbar unter <https://www2.deloitte.com/de/de/pages/energy-and-resources/articles/smart-grid-studie-2019.html>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Schmidt, O.; Hawkes, A.; Gambhir, A.; Staffell, I. (2017): The future cost of electrical energy storage based on experience rates. Online verfügbar unter https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/50848/10/20170620_FINAL_ExpCurves_Main.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Sinus Institut (2019): Sinus-Milieus Deutschland. Hg. v. Sinus Markt- und Sozialforschung GmbH. Online verfügbar unter <https://www.sinus-institut.de/sinus-loesungen/sinus-milieus-deutschland/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Statista (2019): Smart Home. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/outlook/279/137/smart-home/deutschland>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Taskforce Lastmanagement der Fachgruppe Recht des BMWi-Förderprojektes „IKT für Elektromobilität“ (2019): Anregungen zur Ausgestaltung von § 14a EnWG. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt3-Anregungen%20zur%20Ausgestaltung%20von%20%C2%A7%2014a%20EnWG.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Übertragungsnetzbetreiber (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten.pdf, zuletzt geprüft 27.06.2019

VDE (2018): Allgemeines und Übersicht zu Technischen Anschlussregeln. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/uebersicht>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

VDE (2019): 450-MHz-Frequenzbereich für die kritische Infrastruktur Energieversorgung. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/450-mhz-position>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

VKU (2017): Mehr Systemverantwortung für VNB. Hg. v. Verband kommunaler Unternehmen e.V.. Online verfügbar unter <https://www.vku.de/vku-positionen/kommunale-energieversorgung/mehr-systemverantwortung-fuer-vnb/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

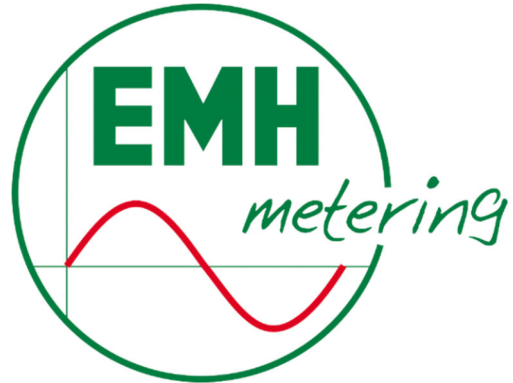
Zukunftsinstitut (2019): Urbanisierung: Die Stadt von morgen. Hg. v. Zukunftsinstitut GmbH. Online verfügbar unter <https://www.zukunftsinstitut.de/artikel/urbanisierung-die-stadt-von-morgen/>, zuletzt geprüft am 27.06.2019

Anhang B: Beteiligte Unternehmen

Aus dem Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. haben sich folgende Unternehmen an der Erstellung der Studie beteiligt:



ABB AG



EMH metering GmbH & Co. KG



HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH



Power Plus Communications AG



Siemens AG



VIVAVIS GmbH

Anhang C: Netzberechnungen

Die Entwicklungen neuer Technologien und Betriebsstrategien innerhalb der elektrischen Energieverteilung spiegelt sich in dem vorgestellten Ansatz der Personas wieder. Dabei wird ein Großteil der neuen Entwicklungen in den Verteilnetzen integriert, wodurch die Planung und der Betrieb dieser Strukturen immer mehr in den Fokus rückt. Die Einflüsse der Netzteilnehmer auf das Energiesystem werden infolgedessen zunehmend relevanter und können die Netzstabilität, wie in Unterkapitel 3.3.3 vorgestellt, im Positiven wie auch im Negativen beeinflussen. Die Erkenntnisse aus Unterkapitel 3.3.3 basieren auf der Simulation des Einflusses der Personas auf unterschiedliche Referenzarchitekturen. Die zugrundeliegenden Annahmen sind im Folgenden näher beschrieben. Weiterhin sind ergänzende Ergebnisse aus den Untersuchungen dargelegt, die die bereits in Kapitel 5.3 vorgestellten Auswirkungen auf die Verteilnetze ergänzen.

Die Analyse der unterschiedlichen Lastsituationen erfolgte auf Basis umfangreicher simulativer Betrachtungen in Referenznetzen für die Niederspannungsebene. Dazu wurde ein Szenariorahmen entwickelt, der die Entwicklung energetischer Größen der Bedarfs- und Erzeugungsseite beinhaltet. Als Referenznetze wurden Netzstrukturen ausgewählt, die durch ihre Charakteristiken unterschiedliche Bebauungsstrukturen repräsentieren. Der topologische Aufbau der Strukturen ist in der folgenden Abbildung 17 dargestellt.

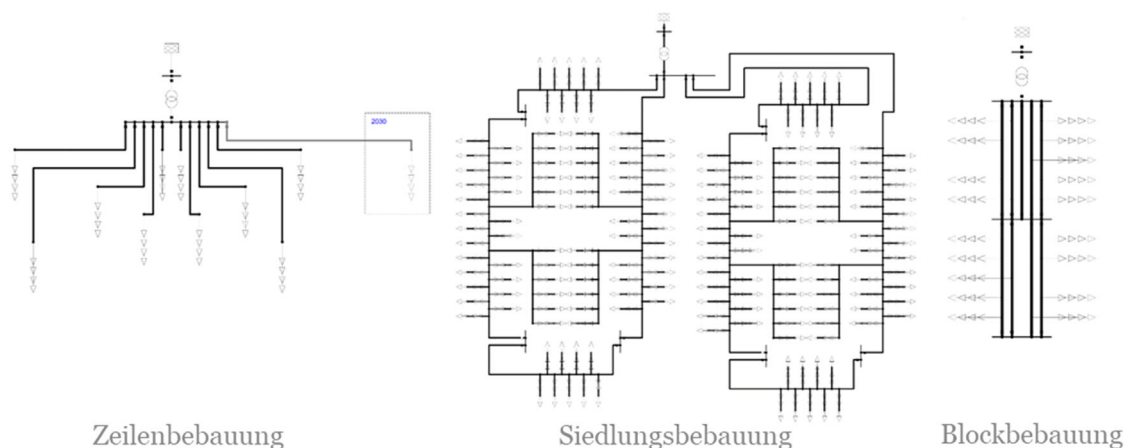


Abbildung 17: Referenzstrukturen für Untersuchungen der Niederspannungsebene

Neben den topologischen Gegebenheiten sind die installierten Lasten und Einspeisungen eine wesentliche Einflussgröße für die Berechnung der Belastungssituationen. Dabei wurde im Rahmen dieser Untersuchungen neben der Entwicklung der angeschlossenen Verbraucher und Einspeisungen (Elektromobilität, erneuerbare Einspeisung, Speicheroptionen) auch die demografische Entwicklung für das Jahr 2030 berücksichtigt. Für die einzelnen Strukturen wurden dabei unterschiedliche Grundannahmen getroffen. Die topologischen Charakteristika, Belastungssituationen sowie die demografischen Annahmen und Entwicklungen sind in Tabelle 2 für die Simulation eines aufgeschlüsselt.

Tabelle 2: Übersicht der Simulationsannahmen

Annahmen	Charakteristika	Jahr	Zeilenbebauung	Siedlungsbebauung	Blockbebauung
Topologie	Netztopologie	2019 2030	Strahl	Offener Ring	Vermascht
	Spannungsebene	2019 2030	0,4 kV	0,4 kV	0,4 kV
	Leitungstypen	2019 2030	NAYY 4x120	NAYY 4x50/150	NAYY 4x50/150
	Transformator Nennleistung	2019 2030	630 KVA	630 KVA	630 KVA

Annahmen	Charakteristika	Jahr	Zeilenbebauung	Siedlungsbebauung	Blockbebauung	
Installierte Lasten und Einspeisung	Anzahl Wohneinheiten	2019 2030	360 395	348 348	288 332	
	Anzahl Gewerbeeinheiten	2019 2030	0 0	0 0	6 6	
	Anzahl Wohngebäude	2019 2030	10 11	174 174	18 18	
	Max. Leistung je Gewerbeeinheit [kW]	2019 2030	0 0	0 0	5 5	
	Anzahl PV-Anlagen	2019 2030	2 4	25 63	2 6	
	Maximale Leistung PV-Anlagen [kWp]	2019 2030	20 80	188 472,5	20 120	
	Anzahl Speicheroptionen	2019 2030	0 1	0 24	0 2	
	Leistung Speicheroptionen [kW]	2019 2030	0 15	0 120	0 30	
	Max. Leistung je Wohneinheit [kW] ⁶⁴	2019 2030	0,74 0,74	0,75 0,75	0,82 0,82	
	Max. Leistung je Wohngebäude [kW] ⁶⁵	2019 2030	26,65 26,65	1,5 1,5	13,19 14,83	
	Mittlere max. Leistung je Wohngebäude [kW] ⁶⁶	2019 2030	23,72 23,65	1,5 1,43	13,19 14,39	
	Leistung PV-Anlagen [kW]	2019 2030	19,78 39,56	92,70 233,61	19,78 59,32	
	Verbrauch und Erzeugung Typtag Sommer	Max. Leistung je Wohneinheit [kW] ⁶⁵	2019 2030	0,83 0,83	0,85 0,85	0,92 0,92
		Max. Leistung je Wohngebäude [kW] ⁶⁶	2019 2030	29,93 29,93	1,7 1,7	14,81 16,66
Mittlere max. Leistung je Wohngebäude [kW] ⁶⁷		2019 2030	26,64 26,57	1,7 1,61	14,81 16,17	
Leistung PV-Anlagen [kW]		2019 2030	6,04 12,07	28,29 71,30	6,04 18,11	
Verbrauch und Erzeugung Typtag Winter		Entwicklung	2019 bis 2030	Zubau weiterer Wohngebäude	Abnahme der Einwohneranzahl bei gleichbleibendem Gebäudebestand	Nachverdichtung bestehender Strukturen
	Anzahl Ein-/Bewohner	2019 2030	624 655	684 616	550 605	
	Zusätzliche Wohngebäude	2030 ggü. 2019	1	0	0	
	Zusätzliche Wohnungen	2030 ggü. 2019	35	0	44	
	Personas	Anzahl Typ 1	2030	0	24	0

⁶⁵ Die maximale Leistung je Wohneinheit beschreibt den höchsten Wert des Lastganges einer Wohneinheit.

⁶⁶ Die maximale Leistung je Gebäude beschreibt den höchsten Wert des Lastganges des Gebäudes mit der höchsten maximalen Leistung.

⁶⁷ Die mittlere maximale Leistung je Gebäude beschreibt den Mittelwert der höchsten Werte der Lastgänge aller Gebäude in einem Netzgebiet.

Annahmen	Charakteristika	Jahr	Zeilenbebauung	Siedlungsbebauung	Blockbebauung
	Anzahl Typ 2	2030	40	0	40
	Anzahl Typ 3	2030	30	0	30
Elektromobilität	Anzahl privater Ladepunkte	2019	0	0	0
		2030	41	110	38
Elektromobilität	Anzahl (halb-) öffentlicher AC-Ladepunkte	2019	0	0	0
		2030	4	4	4

Hohe Ladeleistungen sowie die deutliche Zunahme der Elektromobilität führen zu einer deutlich veränderten Belastungssituation der Verteilnetze. Die hierfür getroffenen Annahmen sollen im Folgenden näher beschrieben werden. In der Tabelle 3 sind die verwendeten Ladetypen sowie die Verteilung der Ladetypen innerhalb einer Fahrzeugflotte dargestellt.

Tabelle 3: Übersicht Elektromobilität

	Ladetyp 1	Ladetyp 2	Ladetyp 3
Ladeleistung	3,7 kW	11 kW	22 kW
Phasenanzahl	1	3	3
Verteilung in der Fahrzeugflotte	33,3 %	33,3 %	33,3 %

Basierend auf den Annahmen wurden Tagesverläufe mit stündlichen Profilen simuliert. Dabei wurden standardisierte Lastgänge für die Haushalts- sowie Gewerbelasten verwendet. Die Personas wurden entsprechend Unterkapitel 3.3 parametrisiert. Für die Elektrofahrzeuge wurden Gleichzeitigkeitsfaktoren verrechnet, da davon ausgegangen wird, dass nicht alle im Netz betriebenen Fahrzeuge gleichzeitig laden. In der folgenden Abbildung 18 ist der verrechnete Gleichzeitigkeitsfaktor als Tagesverlauf dargestellt.

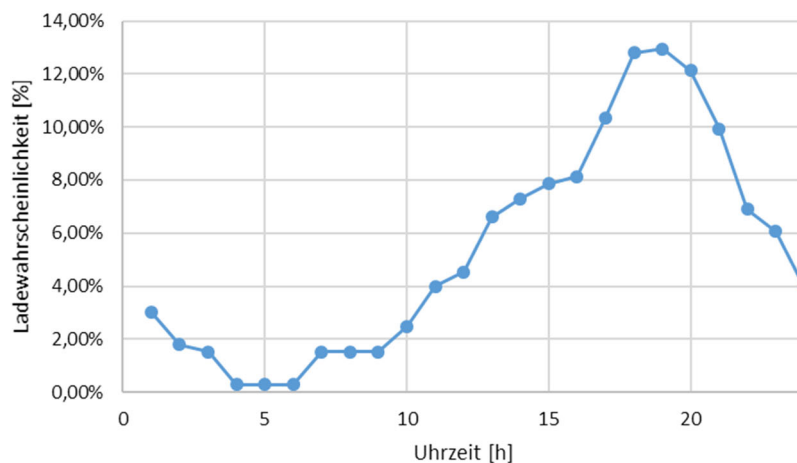


Abbildung 18: Gleichzeitigkeitsfaktor für die Simulation der Elektrofahrzeuge

Auf Basis der vorgestellten Annahmen wurden zunächst Monte-Carlo-Simulationen mit der Elektrofahrzeugflotte durchgeführt, um eine mittlere Fahrzeugverteilung zu definieren. Auf Basis dieser Verteilung wurden die Ladepunkte für die Simulationen der Tagesverläufe festgelegt, sodass die Auswirkungen der Personas nicht durch Veränderungen der Ladepunkte überlagert werden. In den folgenden Tabellen (Tabelle 4 und

Tabelle 5) sind die Ergebnisse der Simulationen dargestellt. Dabei ist zunächst der Verlauf der Transformatorbelastung der jeweiligen Typtage sowie anschließend der Hochlastzeitpunkt als Temperaturkarten in den einzelnen Szenarien dargestellt.

Tabelle 4: Übersicht der Ergebnisse für das Szenario Wintertag

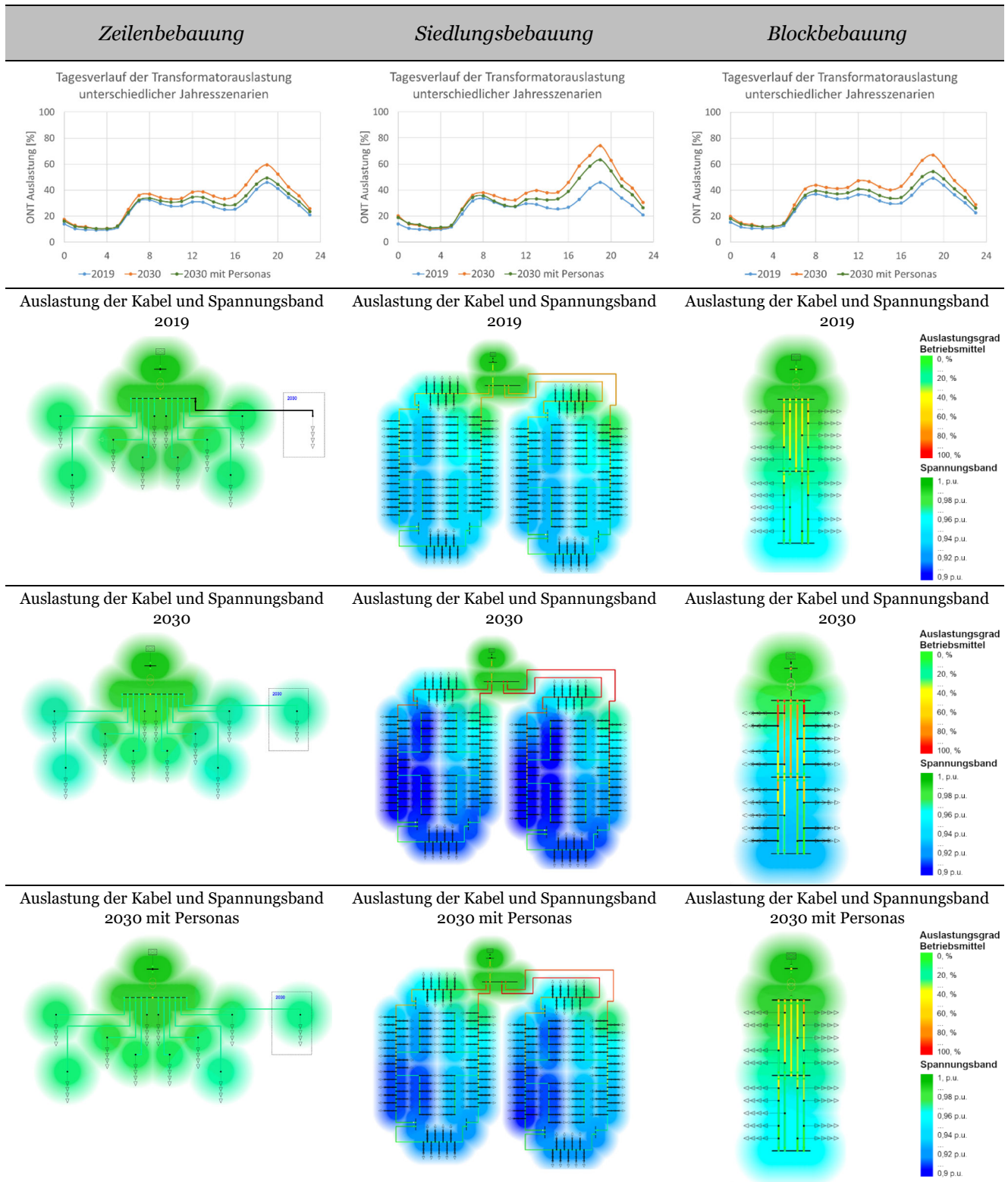
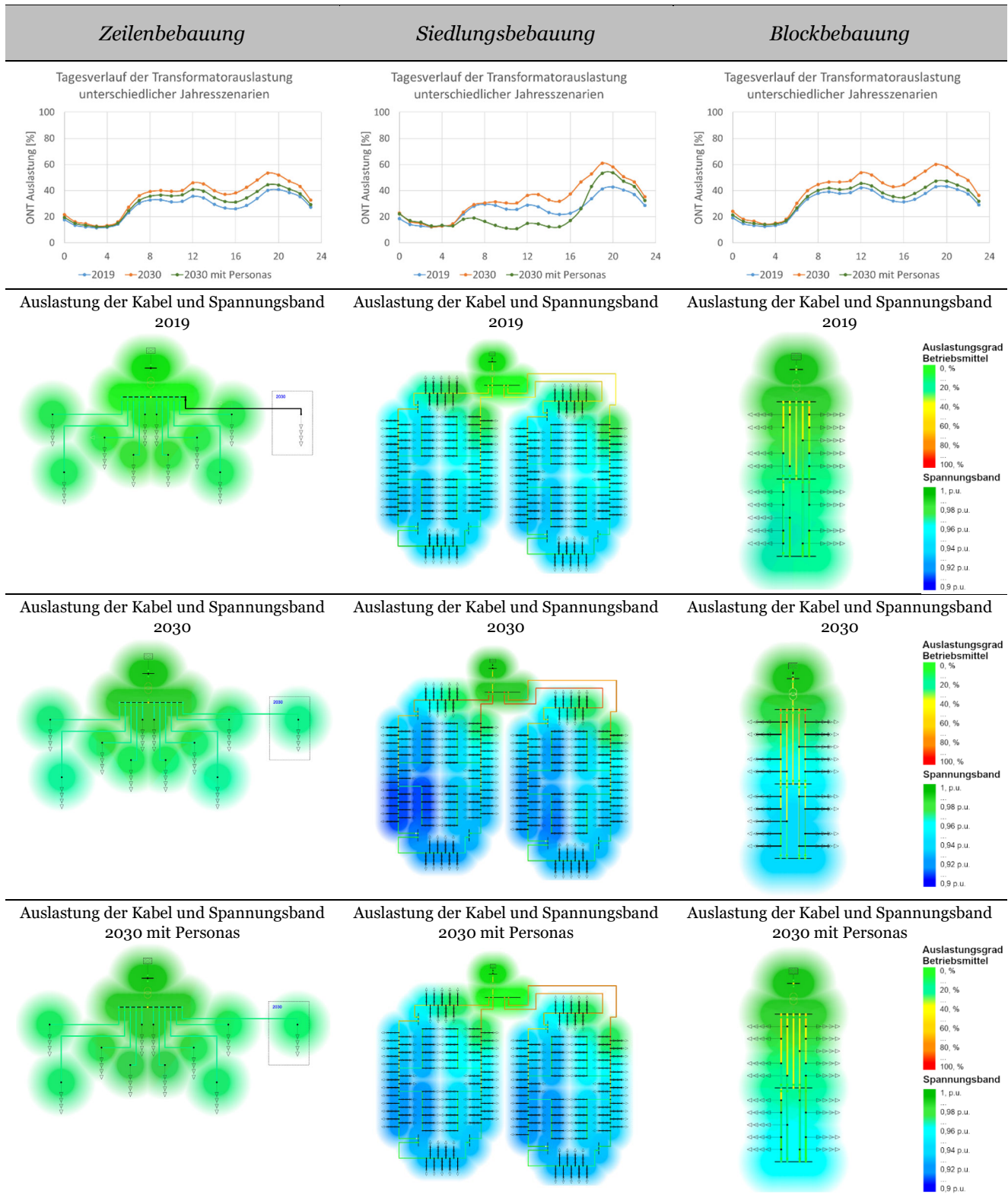


Tabelle 5: Übersicht der Ergebnisse für das Szenario Sommertag



In den dargestellten Szenarien werden jeweils mittlere Typtage für die Szenarien Wintertag sowie Sommertag abgebildet.

Als weitere Ergänzung wurde ein Worst-Case Szenario gerechnet, bei dem die Ladewahrscheinlichkeit der Elektrofahrzeuge deutlich erhöht ist. Ein solches Szenario kann in Urlaubszeiten sowie an Wochenenden mit hohem Verkehrsaufkommen auftreten. Weiterhin wurde für die Parametrierung der Typtag Winter verwendet, da dieser

die höhere Netzlast verursacht. Die Änderungen des Gleichzeitigkeitsfaktors sind in der folgenden Abbildung 19 dargestellt.

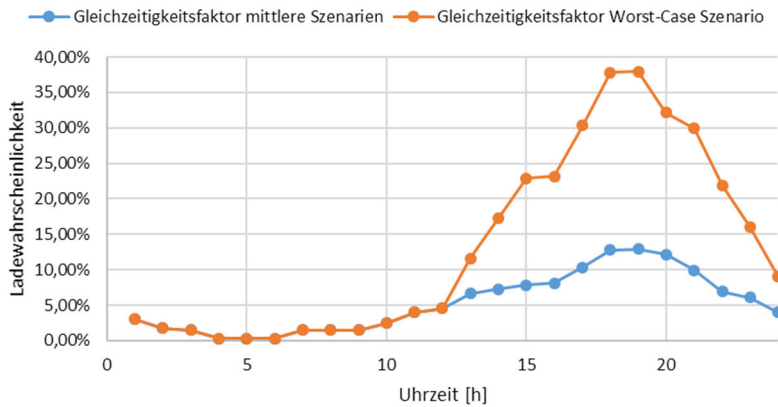
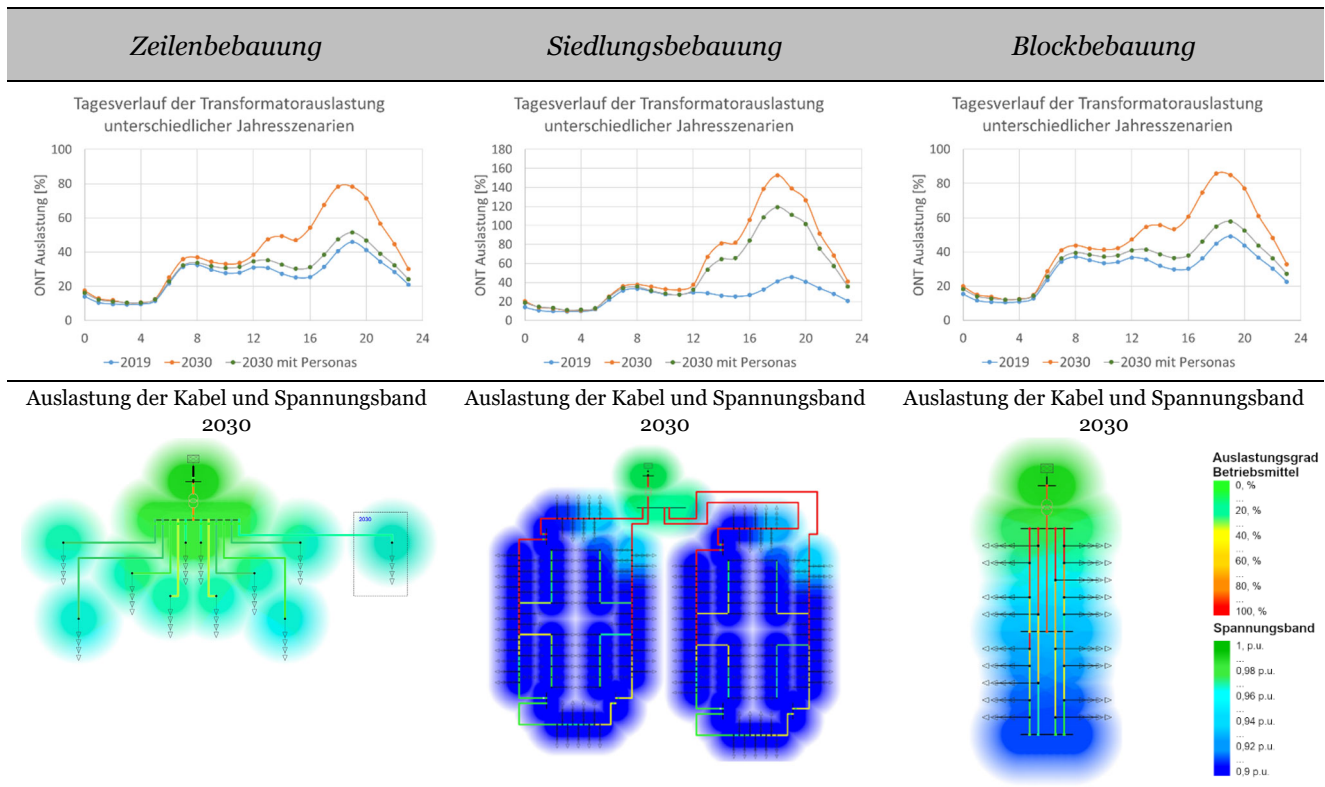


Abbildung 19: Gleichzeitigkeitsfaktor für die Simulation der Elektrofahrzeuge im Worst-Case Szenario

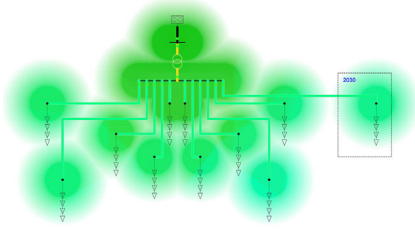
Die Ergebnisse des in der folgenden Tabelle 6 dargestellten Worst-Case Szenarios zeigen, dass die Einflüsse der Elektromobilität stark von der Gleichzeitigkeit abhängen. Somit sind zukünftig intelligente Managementsysteme notwendig um den hohen Leistungsbedarf gleichmäßig zu verteilen. Weiterhin zeigt sich, dass die Personas die Netzbelastung deutlich beeinflussen können. Die Auswirkungen der erhöhten Ladeleistung der Elektrofahrzeuge können deutlich reduziert werden. Vor allem die Auslastungssituationen in den Typnetzen Blockbebauung und Zeilenbebauung können deutlich von den Einflüssen der Personas profitieren.

Tabelle 6: Übersicht über die Ergebnisse des Worst-Case Szenarios



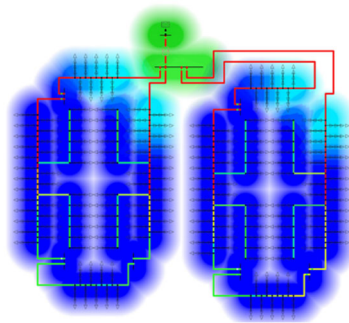
Zeilenbebauung

Auslastung der Kabel und Spannungsband
2030 mit Personas



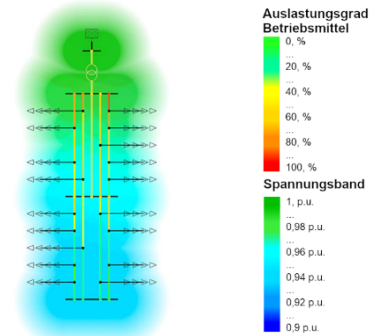
Siedlungsbebauung

Auslastung der Kabel und Spannungsband
2030 mit Personas



Blockbebauung

Auslastung der Kabel und Spannungsband
2030 mit Personas



Anhang D: Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AC	Alternating Current, Wechselstrom
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEV	Battery Electric Vehicle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BtV	Battery-to-Vehicle
DC	Direct Current, Gleichstrom
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
Fraunhofer IOSB	Fraunhofer-Institut für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung
HEMS	Home Energy Management System
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
IoT	Internet of Things
IT	Informationstechnologien
JAZ	Jahresarbeitszahl
KI	Künstliche Intelligenz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWp	Kilowatt peak
LEM	Lokaler Energiemarkt
LPWAN	Low Power Wide Area Network
LSV	Ladesäulenverordnung
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NS	Niederspannung
OEM	Original Equipment Manufacturer
OTC	Over the Counter
P2P	Peer-to-Peer
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PKW	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
PwC	PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
SaaS	Solution as a Service

SINTEG	Schaufenster intelligente Energie
SLP	Standardlastprofil
Strommarktgesetz	Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes
TAR	Technische Anschlussregeln
TRENDONE	TRENDONE GmbH
ÜN	Übertragungsnetz(e)
VDE FNN	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VN	Verteilnetz(e)
VPP	Virtual Power Plant
VtG	Vehicle-to-Grid
WEA	Windenergieanlage(n)
WtE	Waste-to-Energy
WW	Warmwasser
WZ	Wirtschaftszweig
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.

Zur Vereinfachung haben wir in dieser Studie stets von Mitarbeitern geschlechterneutral gesprochen. Selbstverständlich werden die Gleichstellungsgrundsätze bei PwC und bei der Umsetzung des Auftrages berücksichtigt.

Außerdem haben wir bei der Erstellung der Studie sämtliche Werte kaufmännisch gerundet. Dabei wurden Einheiten stets so gewählt, dass alle Angaben in hinreichender Genauigkeit vorliegen.