

Regionalszenario 2025

Planungsregion Mitte



PLANUNGSREGION
MITTE



PLANUNGSREGION
MITTE

Impressum

Avacon Netz GmbH • Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt
Bielefelder Netz GmbH • Schildescher Str. 16, 33611 Bielefeld
Braunschweiger Netz GmbH • Taubenstraße 7, 38106 Braunschweig
Celle-Uelzen Netz GmbH • Sprengerstraße 2, 29223 Celle
EAM Netz GmbH • Monteverdistraße 2, 34131 Kassel
enercity Netz GmbH • Auf der Papenburg 18, 30459 Hannover
EWE NETZ GmbH • Cloppenburger Str. 302, 26133 Oldenburg
Harz Energie Netz GmbH • Lasfelder Straße 10, 37520 Osterode am Harz
LSW Netz GmbH & Co. KG • Heßlinger Straße 1-5, 38440 Wolfsburg
Mittelhessen Netz GmbH • Lahnstraße 31, 35398 Gießen
NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH • Solmsstraße 38, 60486 Frankfurt am Main
OsthessenNetz GmbH • Gerbergasse 9, 36037 Fulda
ovag Netz GmbH • Hanauer Str. 9-13 in 61169 Friedberg
Städtische Werke Netz + Service GmbH • Eisenacher Str. 12, 34123 Kassel
wesernetz Bremen GmbH • Theodor-Heuss-Allee 20, 28215 Bremen
Westfalen Weser Netz GmbH • Tegelweg 25, 33102 Paderborn

Inhalt

Inhalt.....	1
Abkürzungsverzeichnis.....	3
1 Vorwort.....	5
2 Planungsregion Mitte	7
3 Methodik Prognosedaten	9
4 Entwicklung der Erzeugung.....	11
4.1 Photovoltaik	11
4.1.1 Photovoltaik auf oder an Gebäuden.....	12
4.1.2 Photovoltaik Freifläche	13
4.2 Wind	14
4.2.1 Windenergie an Land (Onshore).....	14
4.3 Sonstige erneuerbare Erzeugung	16
4.3.1 Biomasse.....	16
4.3.2 Lauf- und Speicherwasser sowie sonstige erneuerbare Energieträger ..	17
4.3.3 Leistungsbedarf der sonstigen erneuerbaren Energien	18
4.4 Konventionelle Kraftwerke	19
4.5 Prognoseergebnisse der Entwicklung der Erzeugung	21
5 Entwicklung der Last.....	22
5.1 Wärme	22
5.1.1 Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	22
5.1.2 Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	23
5.2 Verkehr (Ladeinfrastruktur)	25
5.3 Konventionelle Last	27
5.3.1 Haushaltslasten und Geräte	28
5.3.2 Industrie.....	30
5.3.3 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)	31
5.3.4 Prognoseergebnisse der konventionellen Lasten.....	32
5.4 Rechenzentren (Stand-alone)	33



5.5	Elektrolyse	35
5.6	Prognoseergebnisse der Entwicklung der Last	37
6	Entwicklung der Speicher	38
6.1	Batteriespeicher	38
6.1.1	Kleinbatteriespeicher bis 1 MW	38
6.1.2	Batteriespeicher größer 1 MW	40
6.2	Pumpspeicher	41
6.3	Prognoseergebnisse der Entwicklung der Speicher	42
7	Zusammenfassung	43
	Abbildungsverzeichnis	45
	Tabellenverzeichnis	46
	Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario Planungsregion Mitte in MW	47



Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FCA	Flexible Connection Agreement
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GWP	Großwärmepumpe
KI	Künstliche Intelligenz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LIS	Ladeinfrastruktur
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NLL	Nationale Leitstelle für Ladeinfrastruktur
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
Pkw	Personenkraftwagen
PLZ	Postleitzahl
PR	Planungsregion
PtH	Power to Heat (direkte Wärmeerzeugung aus Strom)
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
RZ	Rechenzentren
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WP	Wärmepumpe
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Dieses Werk ist lizenziert unter der **Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)**. Eine Nutzung, Bearbeitung, Weitergabe und Veröffentlichung ist unter Angabe der Urheber sowie unter Einhaltung der Lizenzbedingungen zulässig.

Lizenztext: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Urheber:

Avacon Netz GmbH · Schillerstraße 3 · 38350 Helmstedt
Bielefelder Netz GmbH · Schildescher Straße 16 · 33611 Bielefeld
Braunschweiger Netz GmbH · Taubenstraße 7 · 38106 Braunschweig
Celle-Uelzen Netz GmbH · Sprengerstraße 2 · 29223 Celle
EAM Netz GmbH · Monteverdistraße 2 · 34131 Kassel
enercity Netz GmbH · Auf der Papenburg 18 · 30459 Hannover
EWE NETZ GmbH · Cloppenburg Straße 302 · 26133 Oldenburg
Harz Energie Netz GmbH · Lasfelder Straße 10 · 37520 Osterode am Harz
LSW Netz GmbH & Co. KG · Heßlinger Straße 1-5 · 38440 Wolfsburg
Mittelhessen Netz GmbH · Lahnstraße 31 · 35398 Gießen
NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH · Solmsstraße 38 · 60486 Frankfurt
OsthessenNetz GmbH · Gerbergasse 9 · 36037 Fulda
ovag Netz GmbH · Hanauer Straße 9-13 · 61169 Friedberg
Städtische Werke Netz + Service GmbH · Eisenacher Straße 12 · 34123 Kassel
wesernetz Bremen GmbH · Theodor-Heuss-Allee 20 · 28215 Bremen
Westfalen Weser Netz GmbH · Tegelweg 25 · 33102 Paderborn

Zitierempfehlung:

„Regionalszenario 2025 - Planungsregion Mitte“, Gemeinschaftswerk der veröfentli-
chungspflichtigen Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Mitte (Stand 2025), lizenziert
unter [CC BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1 Vorwort

Gemäß des §14d Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (VNB mit mehr als 100.000 Kunden) der Regulierungsbehörde erstmals zum 30. April 2024 und dann alle zwei Jahre jeweils zum 31. Oktober eines Kalenderjahres einen Plan für ihr jeweiliges Elektrizitätsverteilernetz (Netzausbauplan) vorzulegen. Der Netzausbauplan wird, um eine integrierte und vorausschauende Netzplanung zu gewährleisten, auf der Grundlage des nach §14d Absatz 3 EnWG zu erstellenden Regionalszenarios (Last- und Erzeugungsprognose) erarbeitet. Das Verfahren zur Erstellung des Netzausbauplans (NAP) sieht folgende zwei aufeinander aufbauende Schritte vor:

1. Die Erstellung des gemeinsamen Regionalszenarios in Zusammenarbeit aller berichtspflichtigen Verteilnetzbetreiber (VNB) der Planungsregion Mitte (PR Mitte) mit einer Vorschau auf den Zeitraum von 5 und 10 Jahren in der Zukunft sowie auf das Jahr 2045
2. Die Erstellung der VNB-spezifischen Netzauspläne mit den voraussichtlich notwendigen Ausbaumaßnahmen für die jeweiligen Betrachtungszeitpunkte.

Während das in diesem Dokument beschriebene Regionalszenario von den beteiligten VNB der PR Mitte gemeinsam erstellt wurde, werden die darauf basierenden Netzausbaupläne grundsätzlich von jedem der berichtspflichtigen 16 VNB der PR Mitte für ihr jeweiliges Versorgungsgebiet eigenständig erarbeitet. Hierbei stimmen sich die in einem netztechnischen Abhängigkeitsverhältnis stehenden VNB (vor-/nachgelagerte und benachbarte VNB) jedoch gegenseitig über die weitere Konkretisierung der Szenario-daten auf die VNB-Ebene sowie ihre jeweilige Netzausbauplanung bedarfsweise intensiv miteinander ab. Erstmals wurden hierzu alle nachgelagerten, nicht berichtspflichtigen Verteilnetzbetreiber abgefragt und für die Erstellung des Regionalszenarios berücksichtigt.

Dieses Dokument beschreibt das Regionalszenario der PR Mitte zum Datum der Veröffentlichung am 31.12.2025. Es beinhaltet eine Prognose der Versorgungsaufgabe für die Einspeise-, Bezugs- und Speichersicht. Diese basiert auf dem bereits durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichten Szenariorahmen 2037/2045 (2025) zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom und den Erkenntnissen der berichts- und nicht berichtspflichtigen VNB, sowie auf Grundlage des aktuellen Stands der Technologieentwicklung und der wahrscheinlichen und politisch vorgegebenen Technologiepfade. Eine genauere Konkretisierung erfolgt im Zuge der Fortschreibung der Netzausbaupläne und der zugehörigen Regionalszenarien.

Die prognostizierte Entwicklung im Regionalszenario entspricht im Zieljahr 2045 dem Szenario B des Szenariorahmens des NEP Strom. Vergleiche mit dem Regionalszenario 2023 finden aufgrund der unterschiedlichen Stützjahre und Anlagenarten nicht statt.

Das hier beschriebene Regionalszenario bildet die gemeinsame Grundlage für die zu erstellenden Netzausbaupläne der einzelnen berichtspflichtigen VNB in der PR Mitte. Deren Veröffentlichung ist laut Gesetz 10 Monate nach Veröffentlichung des Regionalszenarios vorgesehen, somit am 31. Oktober 2026.

2 Planungsregion Mitte

Zur PR Mitte gehören VNB, die Netze innerhalb der Bundesländer Niedersachsen, Hessen, Nordrhein-Westfalen und Bremen betreiben und dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH zuzuordnen sind. Die PR Mitte lässt sich damit anhand der Grenzen der vorgenannten vier Bundesländer nicht klar umreißen.

Eine grafische Übersicht der VNB der PR Mitte zeigt die folgende Abbildung:

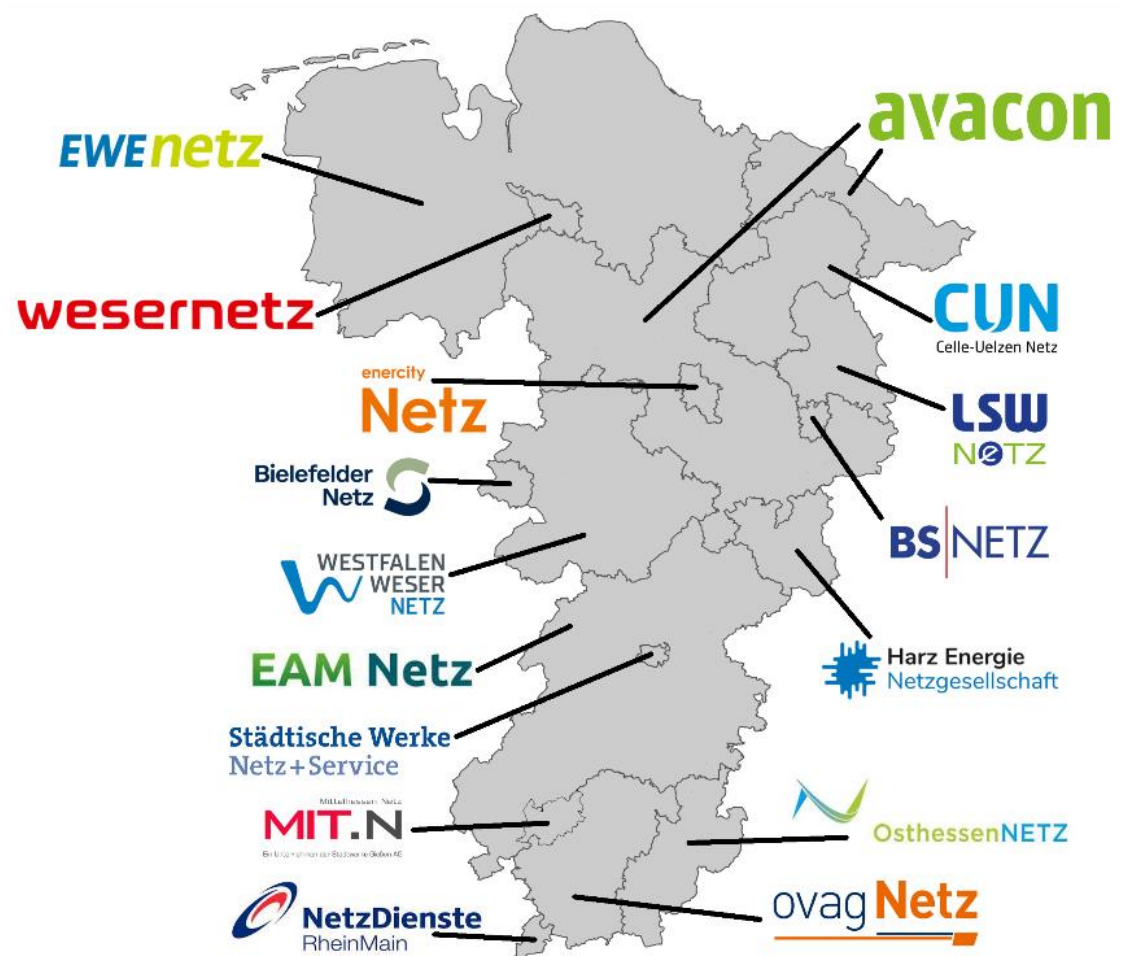


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Versorgungsgebiete der berichtspflichtigen VNB der PR Mitte

Der PR Mitte sind folgende VNB zugeordnet und aufgrund der Anzahl versorgter Letztverbraucher größer 100.000 zur Vorlage eines Netzausbauplans verpflichtet:

- Avacon Netz GmbH,
- Bielefelder Netz GmbH,
- Braunschweiger Netz GmbH,
- Celle Uelzen Netz GmbH,
- EAM Netz GmbH,
- enercity Netz GmbH,
- EWE NETZ GmbH,
- Harzenergie Netz GmbH,
- LSW Netz GmbH & Co KG,
- Mittelhessen Netz GmbH,
- NRM Netzdienste Rhein Main GmbH,
- OsthessenNetz GmbH,
- ovag Netz GmbH,
- Städtische Werke Netz + Service GmbH,
- Wesernetz Bremen GmbH,
- Westfalen Weser Netz GmbH.

Die obige Karte zeigt explizit keine vollumfänglichen Zuständigkeitsverhältnisse der jeweiligen VNB über alle Spannungsebenen, sondern stellt nur eine vereinfachte Darstellung der grundsätzlichen Zuständigkeiten im Rahmen der NAP-Erstellung dar. Mehr über die spannungsebenenübergreifenden Zuständigkeitsverhältnisse der VNB kann man über die Internetplattform www.vnbdigital.de erfahren.

3 Methodik Prognosedaten

Durch die zuvor genannte Berücksichtigung der berichts- und nicht berichtspflichtigen VNB wird ein Bottom-up-Ansatz gewählt und mit den durch die ÜNB bereitgestellten Prognosedaten aus dem aktuellen Szenariorahmen abgeglichen. Dafür wird der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigte Szenariorahmen B des NEP-Prozesses 2025¹ als Grundlage angenommen.

Ein entsprechender Datensatz der Prognosezahlen wurde ÜNB-seitig zur Verfügung gestellt und liefert damit auf PLZ-, Gemeinde- und Landkreisebene regionalisierte Zahlen für Einspeiser und Verbraucher.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen im Einzelnen die Daten für folgende Szenarien und Zeithorizonte bereit:

- Bedarfsanalysen 2025: t+1
- Trendszenario 2032
- Netzentwicklungsplan 2025: Szenario B 2037
- Netzentwicklungsplan 2025: Szenario B 2045

Bei der Prognose der Einspeiseleistung werden auf Postleitzahl (PLZ)-Ebene Zahlen für installierte Leistungen der jeweilig vorliegenden Stützjahre verwendet und auf Gemeinde- sowie Landkreisebene aggregiert. Anschließend findet eine Interpolation für die in dieser Regionalisierung erforderlichen Stützjahre 2030 und 2035 statt. Die so aus den ÜNB-Daten ermittelten Werte werden anschließend anhand der VNB-eigenen, nach dem Bottom-Up-Ansatz ermittelten Prognosewerte validiert. Im Rahmen dieser Validierung sind zum Teil sehr hohe Abweichungen zwischen Bottom-Up- und Top-Down-Ansatz offenbart worden. In diesen Fällen haben die VNB die von ihnen auf Basis eigener Erkenntnisse ermittelten Bottom-Up-Daten zum Einsatz gebracht. Als Ausgangswert der installierten dezentralen Erzeugungsleistung findet die zum 31. Dezember 2024 installierte Leistung aus dem Marktstammdatenregister² Berücksichtigung. Die Ergebnisdarstellung ist in Kapitel 4 ersichtlich.

Die Datengrundlage der Verbraucherprognose der ÜNB liegt aus dem NEP als Leistung auf Landkreisebene vor. Auch hierfür findet eine Interpolation für die Jahre 2030 und 2035 statt.

Aus den aktuellen gleichzeitigen Bezugsleistungen der VNBs ggü. ihren jeweiligen vorgelagerten Netzbetreiber und den erwarteten Zubauraten der verschiedenen Lastverbrauchergruppen erfolgt eine Abschätzung der spezifischen Verbraucherlasten. Die Details dieser Lastannahmen sind in Kapitel 5 aufgeschlüsselt.

¹ [Netzentwicklungsplan 2037/2045 \(2025\) | Netzentwicklungsplan](#)

² <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Das vorliegende Dokument beinhaltet die Darstellung der Regionalisierung auf der Aggregationsebene der einzelnen berichtspflichtigen VNB der PR Mitte. Die weitere Aufschlüsselung der Gesamtwerte je VNB auf Netzebenen, erfolgt im Rahmen der Erstellung der Netzausbaupläne. Die Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitseffekten erfolgt ebenfalls erst im Rahmen der Netzausbauplan-Erstellung.

Auf [VNBdigital - Mitte](#) werden die Summenwerte aller Planungsregionen im Verhältnis zu den Szenariowerten der ÜNBs in Form einer Übersichtstabelle veröffentlicht. Die Werte der berichtspflichtigen VNBs der PR Mitte befinden sich zusätzlich im Anhang dieses Dokuments.

4 Entwicklung der Erzeugung

Erneuerbare Energien stellen einen zentralen Baustein auf dem Weg zur Erreichung der Klimaneutralität dar. Sie bilden derzeit die einzige Möglichkeit, die CO₂-intensive Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdgas und Erdöl weitgehend bis vollständig zu ersetzen. Konventionelle, fossil befeuerte thermische Kraftwerke werden sukzessive außer Betrieb genommen oder auf die Nutzung regenerativer Brennstoffe wie Biogas und grünen Wasserstoff umgerüstet. Infolgedessen stehen sie künftig nur noch in begrenztem Umfang für die Energieerzeugung zur Verfügung. Die folgenden Kapitel analysieren den erwarteten Ausbau erneuerbarer Energien im Netzgebiet der PR Mitte und liefern Prognosen für die jeweiligen Stützjahre des Szenariorahmens 2025.

4.1 Photovoltaik

Die Photovoltaik stellt neben der Windenergie einen entscheidenden Faktor für die Umsetzung der Energiewende dar. Bereits heute leistet sie insbesondere im Sommerhalbjahr einen signifikanten Beitrag zur klimaneutralen Energieversorgung in Deutschland. Zukünftig wird ein aus Wind- und Solarenergie resultierender Energiemix immer wichtiger sein, da sowohl in den Sektoren Wärme und Mobilität als auch in der Industrie ganzjährig auf erneuerbaren Strom zurückgegriffen werden muss. Dies wird aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Primärenergieträger Wind und Solar nur dann gelingen können, wenn die bundesdeutsche sowie europäische Bezugslastspitze mit Erzeugungsanlagen der erneuerbaren Energien mehrfach "überbaut" wird. Hierbei liegt die Herausforderung aus Sicht der Netzbetreiber (ÜNB wie auch VNB) vor allem in der Integration in das Stromnetz, denn bei Photovoltaikanlagen (PVA) treten charakteristischerweise sowohl hohe gleichzeitige Leistungen als auch vergleichsweise geringe, vom Sonnenstand abhängige Volllaststunden auf. Schon jetzt stehen die Netzbetreiber vor der Herausforderung, die neuen Zubauprojekte in das Bestandsnetz ohne massive Netzüberlastungen zu integrieren. Hierdurch rücken insbesondere die Funktionsfähigkeit der Redispatch-Steuerbarkeit ("Steuerbarkeits-Checks" nach §12 Abs. 2 d EnWG) sowie die Kombination von PVA mit Batteriespeichern zur Bedarfsverlagerung weiter in den Fokus.

Im Regionalszenario der PR Mitte wird zwischen PVA auf oder an Gebäuden und Freiflächen-PVA unterschieden. In den folgenden Unterkapiteln werden die Prognosen beschrieben.

4.1.1 Photovoltaik auf oder an Gebäuden

Photovoltaikanlagen (PVA), die auf oder an Gebäuden installiert sind – häufig als Aufdachanlagen bezeichnet – haben sich im haushaltsnahen Umfeld, oftmals in Kombination mit Batteriespeichersystemen, weitgehend als Standard etabliert. Im Rahmen des Regionalszenarios erfolgt keine Differenzierung hinsichtlich der Gebäudenutzung, so dass die dargestellten Aufdachanlagen sowohl auf privaten Wohngebäuden als auch auf gewerblich genutzten Objekten verortet sein können. Es wird zudem angenommen, dass der Ausbau von Aufdachanlagen weiterhin einer dynamischen Entwicklung unterliegt. In Abbildung 2 wird die angenommene Entwicklungsprognose dargestellt.

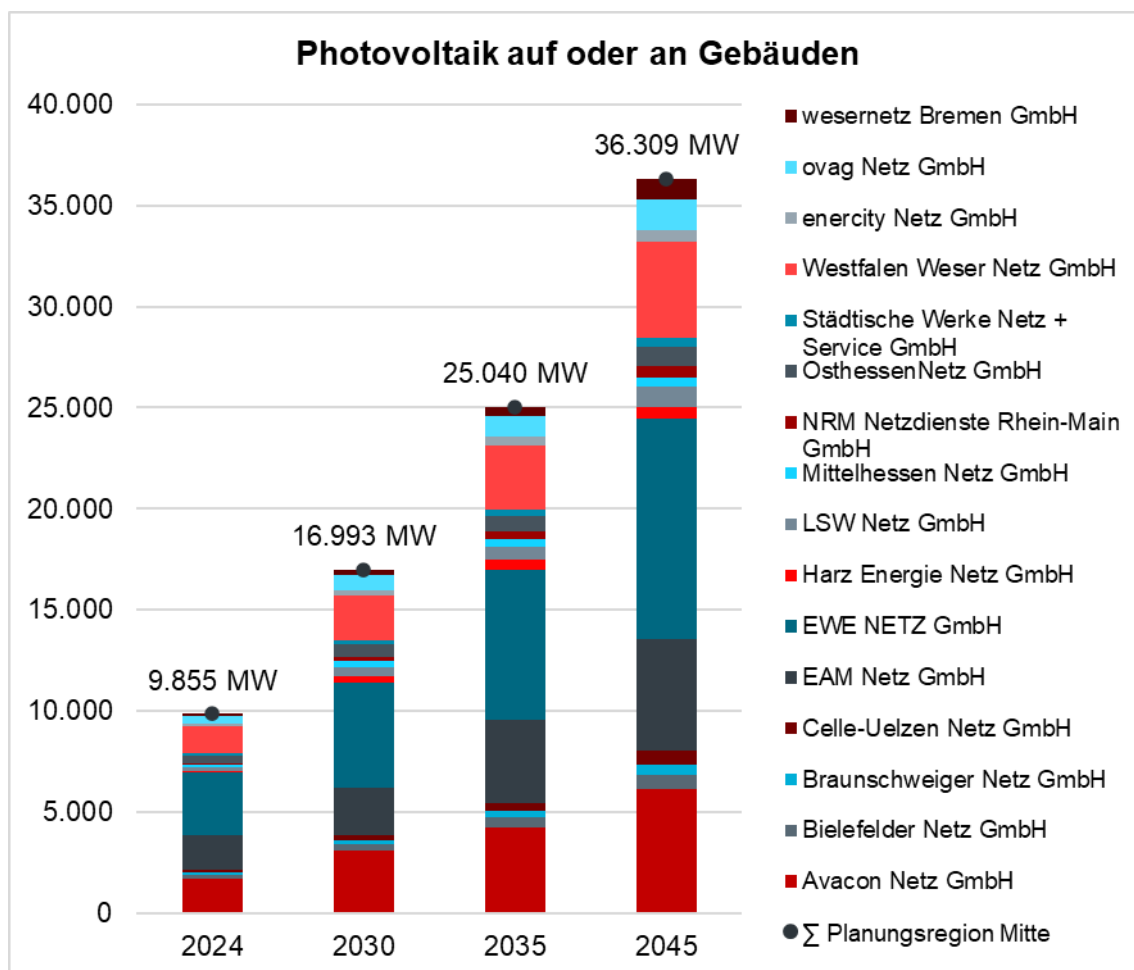


Abbildung 2: Installierte Leistung von PV-Anlagen auf oder an Gebäuden in MW

Anstatt eines Rückbaus wird für PVA nach Ablauf ihrer Lebensdauer ein Repowering erwartet. Solarthermie verliert durch die breite Einführung von Wärmepumpen zunehmend an Bedeutung und wird künftig nur noch eine Nischentechnologie darstellen. Für

die Planungsjahre wurden installierte Leistungen auf Gemeinde- und Kreisebene zunächst durch Übertragungsnetzbetreiber ermittelt und anschließend von den Verteilnetzbetreibern mit lokalen Daten validiert und ergänzt.

4.1.2 Photovoltaik Freifläche

Große Freiflächen-PVA sind aktuell in der Hochlaufphase und werden zunehmend mit Grünstromspeicher (co located) installiert, um die unwirtschaftliche Leistungsspitze zur Mittagszeit in den Nachmittag oder Abend zu verschieben.

Für die Planungsjahre wurden installierte Leistungen auf Gemeinde- und Kreisebene zunächst durch Übertragungsnetzbetreiber ermittelt und anschließend von den Verteilnetzbetreibern mit lokalen Daten validiert und ergänzt. Abbildung 3 zeigt diese Steigerung.

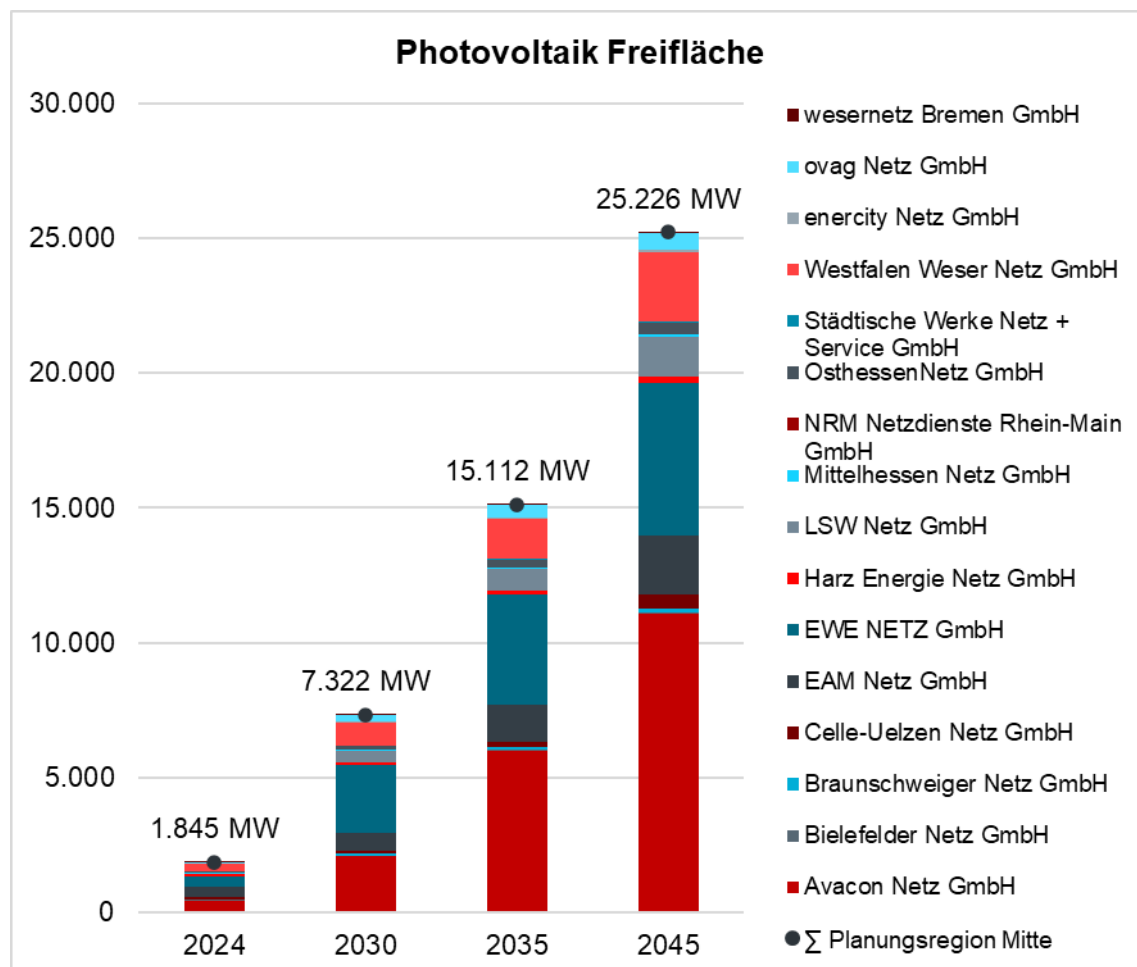


Abbildung 3: Installierte Leistungen von Freiflächen-PVA in MW

Die gesonderten Agri-PVA werden dem Freiflächensektor zugeordnet, dabei fließen insbesondere die unterschiedlichen Strukturen der verschiedenen Netzbetreiber in die Verteilung des Zubaus von Freiflächenanlagen ein.

4.2 Wind

Eine weitere, wichtige Quelle für erneuerbare Erzeugungsleistung stellt die Windenergie dar. Diese ist in zwei Kategorien zu unterteilen: Windenergieerzeugung an Land und auf See. Die Offshore-Windkraftanlagen sind am Übertragungsnetz angebunden und werden daher bei den VNB der PR Mitte nicht berücksichtigt.

4.2.1 Windenergie an Land (Onshore)

Unter Berücksichtigung der energiepolitischen Zielsetzungen stellt die Windenergie an Land auch langfristig – neben der Photovoltaik – eine der tragenden Säulen der erneuerbaren Stromerzeugung im Rahmen der Transformation hin zur Klimaneutralität dar. Die zugrunde liegenden Ausbauannahmen für die Windenergie sind daher von zentraler Relevanz für die Netzausbauplanung. Nach einer Phase intensiver Zubauaktivitäten bis zum Jahr 2017 ist der Ausbau von Windenergieanlagen (WEA) in den darauffolgenden Jahren signifikant zurückgegangen, wie in nachfolgenden Abbildung 4 veranschaulicht.

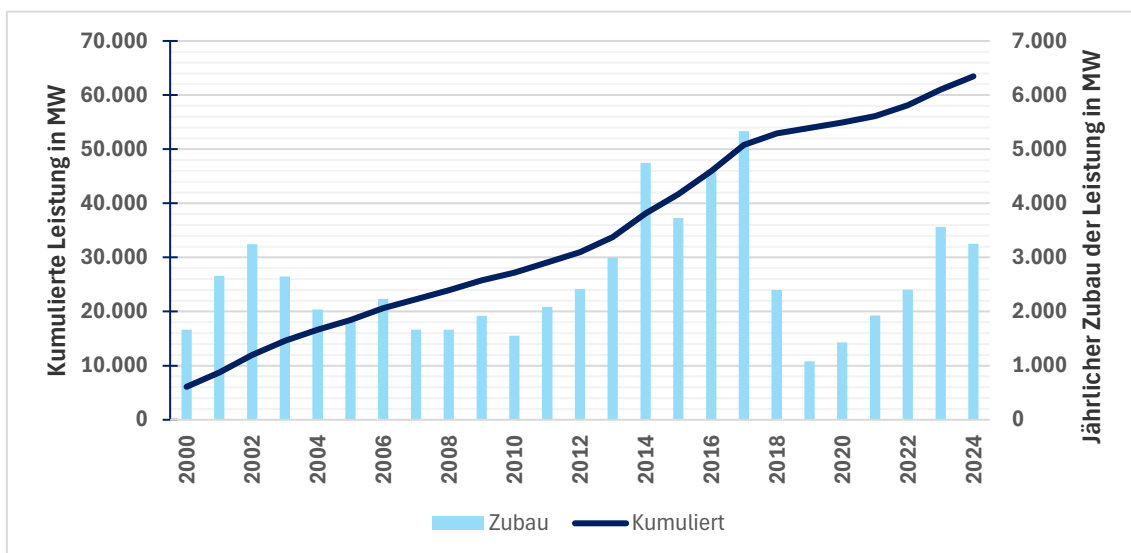


Abbildung 4: Installierte Windenergieleistung und jährlicher Zubau³

³ <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/> (Besucht: 26.11.2025).

Im Jahr 2024 wurden 635 neue Onshore WEA mit einer Leistung von 2.403 MW installiert. Am 31. Dezember 2024 waren insgesamt 28.766 Onshore WEA mit einer installierten Leistung von 63.461 MW in Betrieb⁴.

In der nachfolgenden Abbildung 5 sind für die relevanten Stützjahre 2030, 2035 und 2045 die zu erwartenden installierten Leistungen für Onshore Windkraft für die PR Mitte dargestellt.

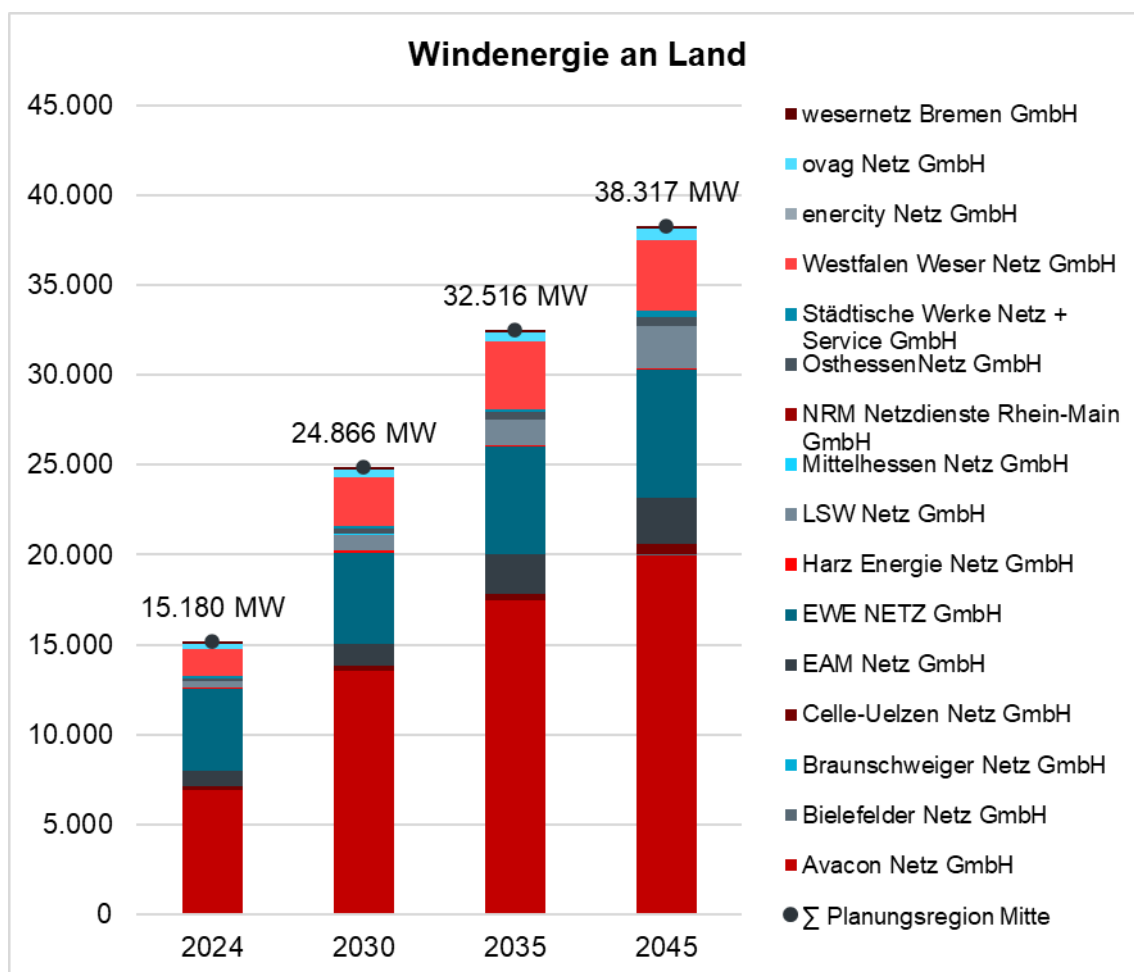


Abbildung 5: Installierte Leistung der Onshore Windenergieanlagen in der PR Mitte in MW

Im Vergleich zu PVA gibt es bei WEA immer noch Akzeptanz- und Flächenverfügbarkeitsprobleme sowie aufwendigere Genehmigungsprozesse. Dennoch ist festzustellen, dass die legislativen Änderungen der vergangenen Jahre zu einer signifikanten Beschleunigung der Plan- und Genehmigungsverfahren geführt haben. Dies findet

⁴ <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/> (Besucht: 26.11.2025).

Ausdruck in den wieder steigenden Zubauraten der Windkraft. In der Genehmigung des Szenariorahmens wird zur Ermittlung des Bruttozubaus für Wind Onshore eine durchschnittliche Lebensdauer von 25 Jahren angenommen. Dies stellt dabei nur die durchschnittliche Lebensdauer dar und folgt der Annahme, dass es sowohl Anlagen gibt, welche länger in Betrieb sind, als auch Anlagen, welche vorher außer Betrieb gehen. Diese Annahme dient nur zur Ermittlung des Bruttozubaus und hat keinen Einfluss auf die installierte Leistung im Zieljahr. In der Zubaumodellierung der Regionalisierung wird Repowering berücksichtigt und repoweringfähige Standorte werden bevorzugt bebaut. Der Ausbau der Windenergie an Land wird u.a. mithilfe eines Bottom-up-Modells modelliert, das die zeitliche Entwicklung der installierten Leistung auf Basis einer Potenzialflächenanalyse und Standortbewertung quantifiziert. Die Entwicklung hängt von der Verfügbarkeit geeigneter Flächen, deren Restriktionslage sowie der technischen und ökonomischen Eignung für die Errichtung von Windenergieanlagen ab.

4.3 Sonstige erneuerbare Erzeugung

Neben Windenergie- und PVA tragen Biomasse, Wasserkraft sowie weitere erneuerbare Energiequellen wie Klär- und Grubengas oder Geothermie zur Stromerzeugung in der PR Mitte bei. Ihr Anteil ist jedoch im Vergleich zu Wind- und PV-Anlagen signifikant geringer und unterliegt technologischen sowie standortspezifischen Restriktionen. Vor diesem Hintergrund wird für diese Erzeugungsarten keine substantielle Zunahme der installierten Leistung prognostiziert. Alle sonstigen erneuerbaren Erzeugungen werden zusammen dargestellt und in den nachstehenden Kapiteln beschrieben.

4.3.1 Biomasse

Die zukünftige Entwicklung und der Beitrag der Biomasse zur Stromversorgung in Deutschland ist derzeit schwer prognostizierbar, da diese wesentlich abhängig von politischen Rahmenbedingungen ist.

Biomasseanlagen können grundsätzlich in zwei Hauptkategorien unterteilt werden: (1) die thermische Verwertung fester Biomasse, beispielsweise durch die Verbrennung von Holzhackschnitzeln, und (2) die anaerobe Vergärung organischer Substrate, bei der brennbare Gase entstehen, die in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Stromerzeugung genutzt werden. Beide Verfahren sind durch die Verfügbarkeit begrenzter Ressourcen limitiert. Während die thermische Nutzung überwiegend auf Restholz basiert, steht die Vergärung in Konkurrenz zur landwirtschaftlichen Nutzung von Flächen für die Produktion von Nahrungsmitteln und Biokraftstoffen. Darüber hinaus ist die

Energieausbeute pro Flächeneinheit bei Biomasse im Vergleich zu Photovoltaikanlagen deutlich geringer.

Die installierte elektrische Leistung der Biomasseanlagen betrug deutschlandweit Ende 2024 ca. 9,1 GW mit einer sinkenden Tendenz (2024: 48,6 Mrd. kWh) der eingespeisten Energie bei aktuell gleichbleibender elektrischer Anschlussleistung. Die Bundesregierung sieht in Ihren Ausbaupfaden gemäß § 4 EEG eine installierte Leistung von 8,4 GW im Jahr 2030 vor. Der genehmigte Szenariorahmen 2025-2037/2045 geht in allen Szenarien von einem Rückgang der installierten Leistung auf 5,0 GW im Jahr 2037 und auf 3,0 GW im Jahr 2045 aus (Szenariorahmen 2023-2037/45: 2037: 4,5 GW; 2045: 2,0 GW). Neubauten im Bereich der Biomasseanlagen sind maßgeblich von den jeweils geltenden EEG-Förderbedingungen abhängig. Zunahmen der installierten Leistung in den vergangenen Jahren sind im Wesentlichen auf eine Flexibilisierung (keine vollständige Verstromung, sondern Kombination mit Biogaseinspeisung) bestehender Anlagen zurückzuführen und gingen nur mit geringfügigen Steigerungen der erzeugten Energiemenge einher. Große Anteile der Biomasseanlagen wurden in den Jahren 2005-2012 in Betrieb genommen. Es ist derzeit davon auszugehen, dass der Weiterbetrieb dieser Anlagen nach Ablauf der EEG-Förderung (20 Jahre) wirtschaftlich herausfordernd ist. Die Biogas-Branche befindet sich zurzeit in einer Umbruchphase, in der neue Geschäftsmodelle und Nachnutzungsoptionen für ausgeförderte Anlagen entwickelt werden. Die VNB der PR Mitte gehen jedoch davon aus, dass es auch in ferner Zukunft hinreichende bundesweite Nachfrage von Industrie und Wärmenetzbetreibern gibt, um die bestehenden Biogas-Produktionsmengen zu nutzen und somit einen flächendeckenden Rückbau von Biogasanlagen zu verhindern. Aufgrund des kleinen Anteils der Biomasse an der prognostizierten Gesamtleistung der Erneuerbaren und der zu großen Teilen bereits erfolgten Integration in die vorhandene Netzinfrastruktur ist von keinem wesentlichen Einfluss der Biomasse auf die Netzausbauplanung auszugehen. Das Thema Biomasse wird in der Tabelle unter „Sonstige Erneuerbare Erzeugung“ aufgeführt.

4.3.2 Lauf- und Speicherwasser sowie sonstige erneuerbare Energieträger

Im Gebiet der PR Mitte wird Wasserkraft vor allem in Form von Talsperren in Mittelgebirgen und mithilfe von Laufwasserkraftwerken entlang größerer Gewässer genutzt.

Eine mögliche, aber ebenfalls eingeschränkte, Option zur Erhöhung der Leistung besteht durch das Ersetzen alter Anlagen durch neue Technik mit mehr Leistung (Repowering). Die geringen Leistungssteigerungen aufgrund Repowering sollten durch bestehende Strukturen keinen größeren Einfluss auf die Netze haben und bleiben bei

der weiteren Betrachtung unberücksichtigt. In Einzelfällen könnten zukünftig vorhandene Pumpwerke auch bidirektional als Einspeiseanlage genutzt werden.

Andere erneuerbare Energieträger wie Geothermie oder die Nutzung von Klär- und Grubengas machen aktuell nur einen vernachlässigbaren Anteil an der Stromerzeugung aus. Da eine Änderung an dieser Lage momentan nicht erkennbar ist, wird auf eine weitere Betrachtung verzichtet.

Insgesamt wird für die PR Mitte davon ausgegangen, dass sich die installierte Leistung für Lauf-, Speicherwasser und sonstige erneuerbare Energieträger geringfügig ändert.

4.3.3 Leistungsbedarf der sonstigen erneuerbaren Energien

Mithilfe der oben genannten Annahmen kann nun eine Erzeugungsprognose erstellt werden. In Abbildung 6 sind diese Leistungen dargestellt.

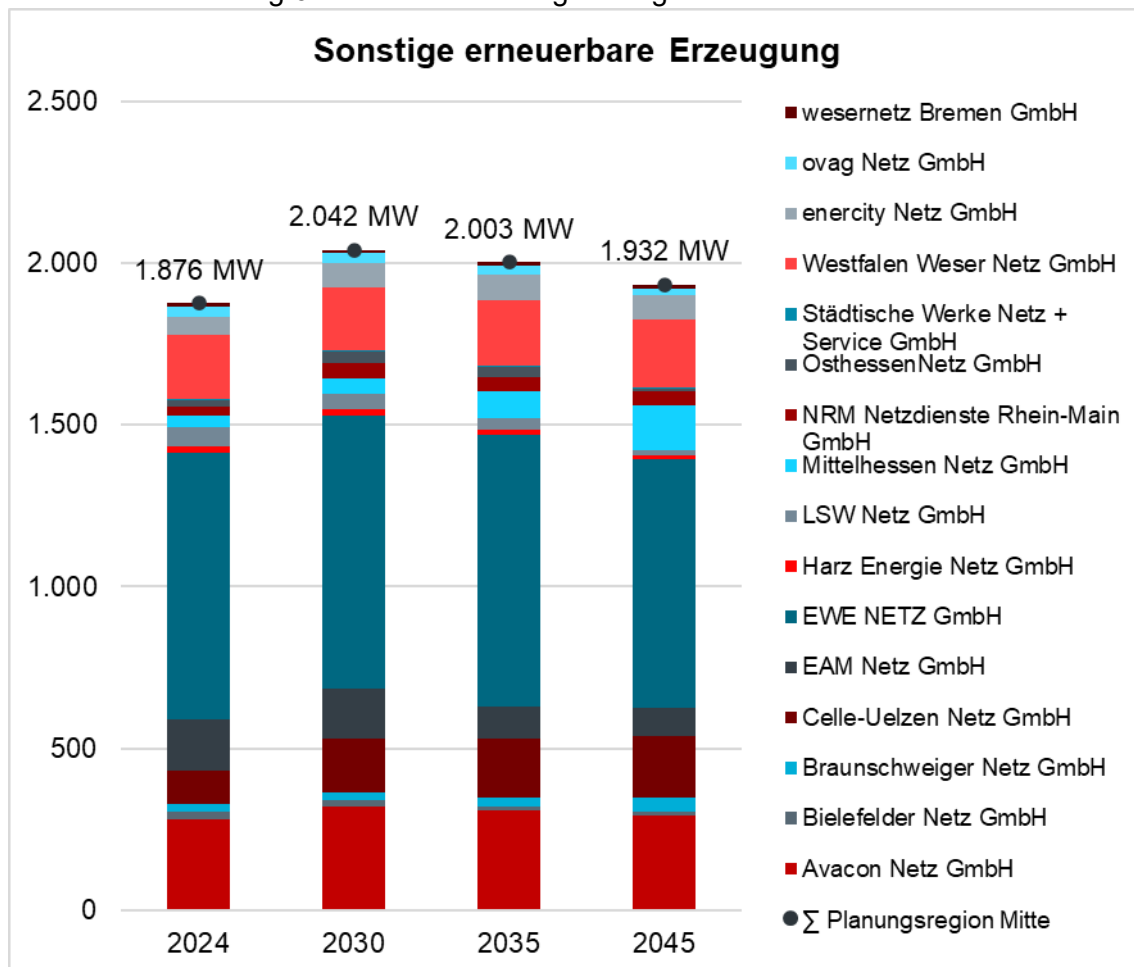


Abbildung 6: Erzeugungsleistung sonstiger erneuerbarer Energien

4.4 Konventionelle Kraftwerke

Die in diesem Abschnitt behandelten Kraftwerke umfassen größere Einheiten thermischer Kraftwerke, die jeweils eine Gesamtleistung von mindestens 10 MW_{el.} aufweisen und vornehmlich an Verteilnetze der 110-kV-Netzebene angeschlossen sind. Befeuert werden diese Kraftwerke mit Erdgas und anderen Gasen (z.B. Hochofengas), Mineralöl, verschiedenen Abfallsorten oder Steinkohle. Großkraftwerke sind vorwiegend am Übertragungsnetz angeschlossen.

Die Entwicklungsprognose installierten Leistung der konventionellen Kraftwerke wird in Abbildung 7 gezeigt.

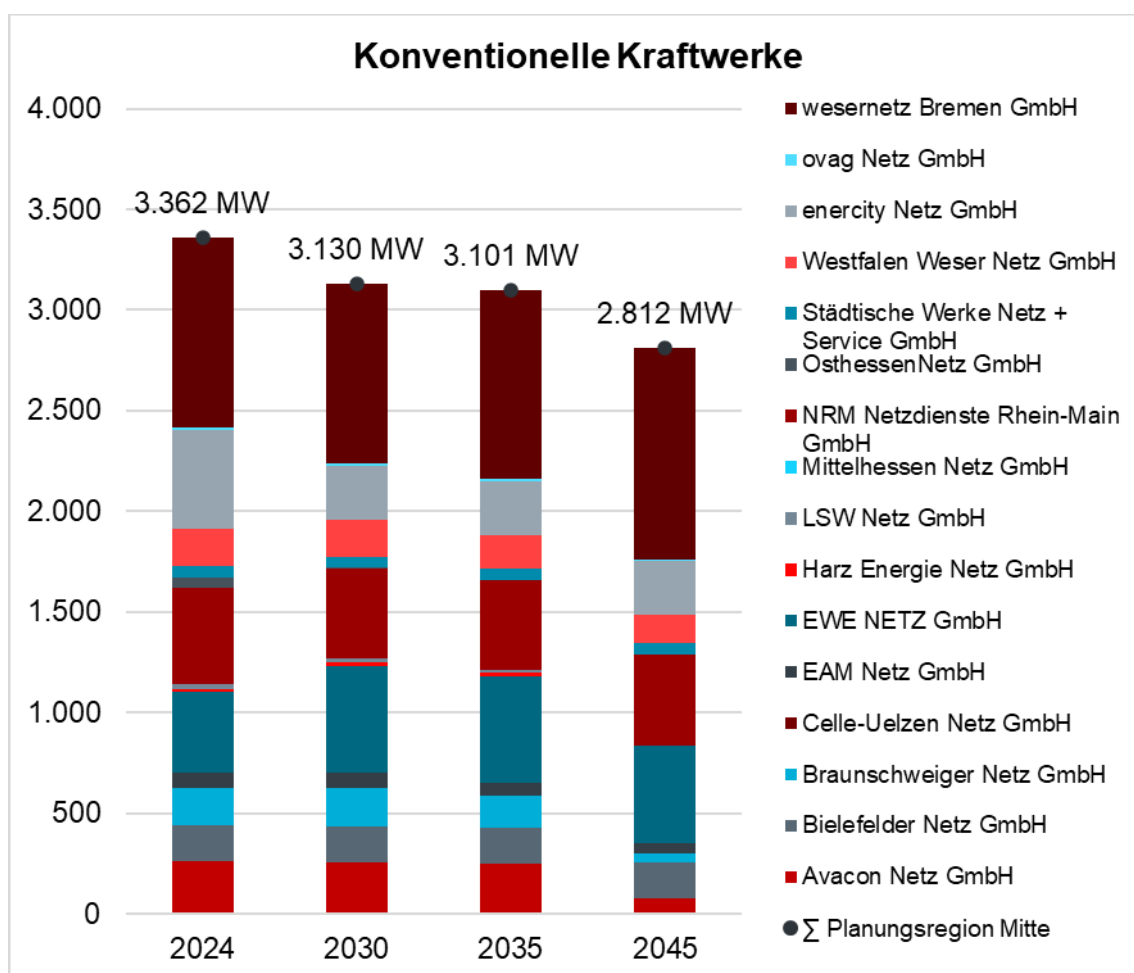


Abbildung 7: Installierte konventionelle Kraftwerksleistungen in der PR Mitte

Es wird analog zum NEP der ÜNB weder eine Außerbetriebnahme noch ein Zubau unterstellt. Analog zum Szenariorahmen des NEP werden auch H₂-Kraftwerke dem konventionellen Kraftwerkspark zugeordnet.

Für alle kohlebefeuelten Kraftwerke sieht das Kohleausstiegsgesetz der Bundesregierung ein spätestes Abschaltungsdatum Ende 2038 vor – die meisten Kraftwerke werden jedoch aufgrund verschiedener Faktoren, u. a. der CO₂-Preisentwicklung, mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich früher vom Netz gehen. Im Folgenden wird gemäß geltender Rechtslage trotzdem ein Verbleiben der kohlebefeuelten Kraftwerksblöcke bis 2038 unterstellt, sofern keine individuellen anderslautenden, verbindlichen Abschalttermine vereinbart bzw. bekannt sind.

Sofern keine bekannten Abschalttermine vorliegen, werden gasbetriebene Einheiten sowie die Anlagen mit den Energieträgern Abfall und Industrieabwärme in allen dargestellten Stützjahren unverändert berücksichtigt. Dies unterliegt der Annahme, dass der bestehende Gaskraftwerkspark sukzessive auf grüne Gase umgestellt wird, ein Teil wasserstofffähig erneuert wird und dadurch zukünftig CO₂-neutral weiterbetrieben werden kann.

4.5 Prognoseergebnisse der Entwicklung der Erzeugung

Zusammenfassend ergibt sich für die PR Mitte aus den vorangehenden Kapiteln die in der folgenden Tabelle 1 dargestellte Leistungsentwicklung je Technologieart.

Tabelle 1: Zusammenfassung der Entwicklung der installierten EE-Leistung für die PR Mitte in MW

		2024	2030	2035	2045
Mitte	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	9.854,6	16.993,4	25.040,0	36.309,1
	Photovoltaik Freifläche	1.845,3	7.322,4	15.112,2	25.225,6
	Windenergie an Land	15.179,7	24.866,2	32.516,2	38.316,9
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	1.876,0	2.041,6	2.002,7	1.932,4
	Konventionelle Kraftwerke	3.362,5	3.130,2	3.100,7	2.811,6

Wie zu erkennen ist, zeigt sich die erwartete Entwicklung eines rücklaufenden konventionellen bzw. steigenden erneuerbaren Anteils im Erzeugungsmix. Dies zeigt auch das folgende Diagramm.

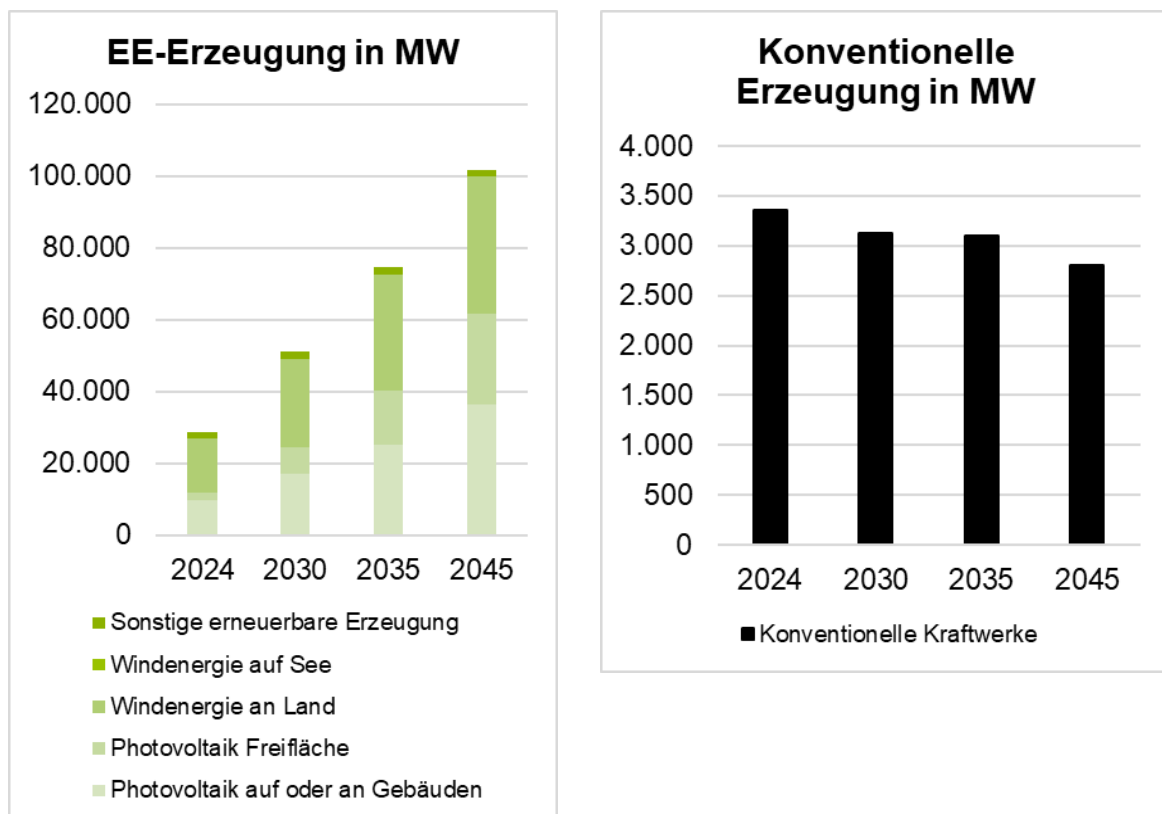


Abbildung 8: Trendverlauf Erzeugung der PR Mitte in MW

5 Entwicklung der Last

Die Sicherstellung einer kontinuierlichen und verlässlichen Elektrizitätsversorgung für Kunden und Anschlussnehmer stellt die zentrale Versorgungsaufgabe der Verteilnetze dar.

Die Dimensionierung der Stromnetze für den Verbrauch erfolgt auf Grundlage der Höhe der gleichzeitig auftretenden maximalen Lasten im Stromnetz, der regionalen Lastverteilung sowie der Lastprofilcharakteristik im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf.

Die Beschreibung der Lastentwicklung in diesem Kapitel erfolgt getrennt nach allgemeinem Verbrauch, Wärme, Verkehr, konventionelle Last, wie Haushaltslast, Industrie, GHD und große Punktlasten wie Rechenzentren & Elektrolyse für die Szenarien der Jahre 2030, 2035 und 2045.

5.1 Wärme

Relevant für das Stromnetz sind wärmeseitige Substitutionen bestehender (fossil-befeuerter) Anlagen durch Einheiten, die elektrische Energie als Primärenergie einsetzen. Hierunter sind die Anwendungszwecke "Raumklimatisierung" und "Warmwasserbereitung" zu subsumieren. Der steigende Kältebedarf aufgrund des Klimawandels wird in diesem Szenario nicht berücksichtigt. Der Anwendungszweck "(industrielle) Prozesswärme" wird im Abschnitt 5.3.2 Industrie ebenfalls betrachtet. Bei der Szenarioerstellung ist also vor allem der Ersatz von Öl- und Erdgasheizungen durch elektrisch betriebene Wärmepumpen zu betrachten. In der tabellarischen Datenerfassung wird in dezentrale (Wärmepumpen und z.T. Nahwärmekonzepte) und zentrale (neue Elektroheizter / Elektrodenkessel, Fernwärme, Prozesswärme-Industrie) Wärmelösungen unterschieden.

5.1.1 Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)

Im Bereich der Wärmepumpen zur Raumwärmeversorgung wird außerhalb der zentralen Wärmenetze von einem flächigen Anstieg der Nutzung von Wärmepumpen ausgegangen.

Auslegungsrelevante Einflussfaktoren für die Verteilnetze sind hierbei insbesondere sowohl die sich aus den Betriebszeiten der Wärmepumpen (ausgenommen der integrierten Zusatzheizstäbe [Elektrodirektheizung]) für besonders tiefe Außentemperaturen ($< -5^{\circ}\text{C}$) ergebenden Gleichzeitigkeiten, als auch die durchschnittlich

anzunehmende wärmetechnische Dimensionierung der Wärmepumpen, die maßgeblich durch den energetischen Dämmstandard der zu beheizende Gebäude definiert wird.

In Abbildung 9 werden die installierten Wärmepumpenleistungen ohne Heizstab mit der Entwicklung innerhalb der PR Mitte dargestellt.

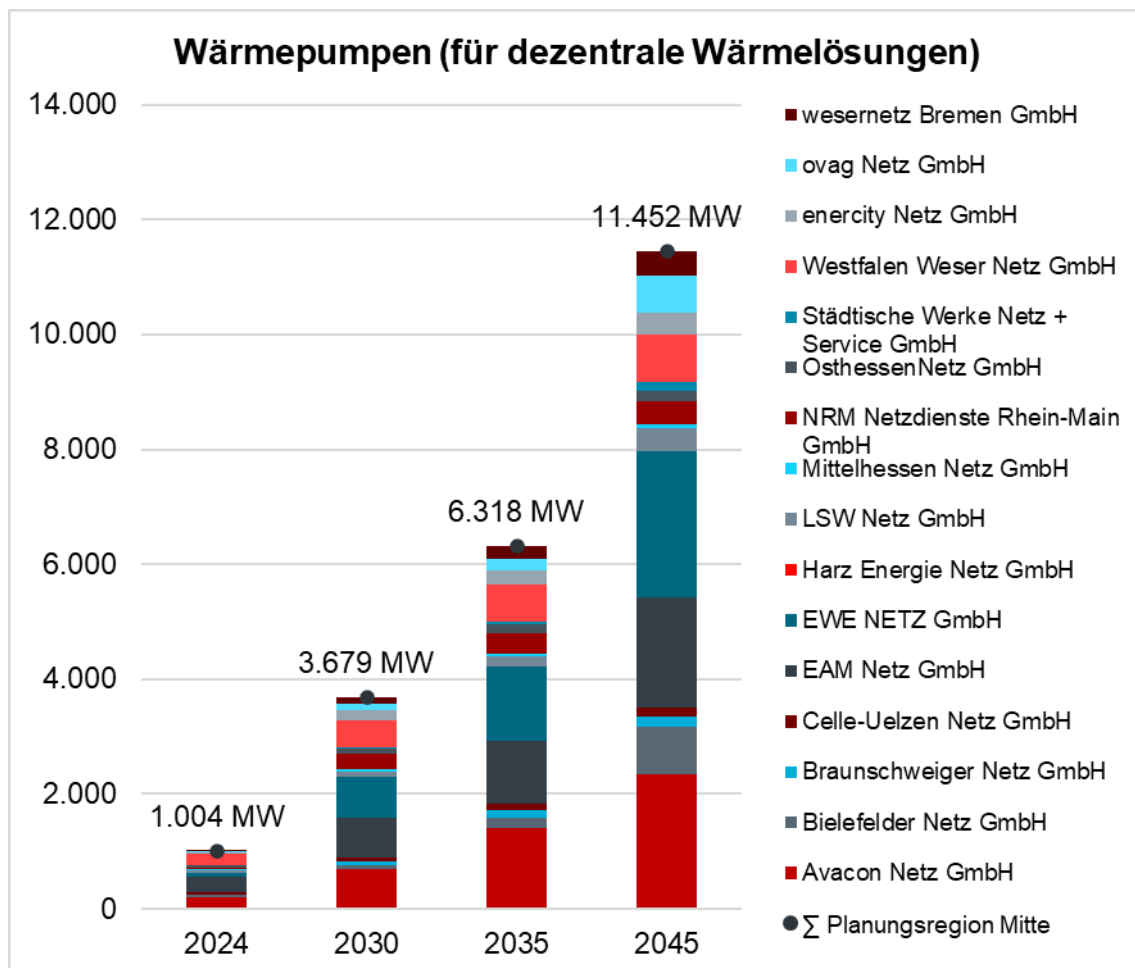


Abbildung 9: Installierte Leistung von dezentralen Wärmepumpen in der PR Mitte in MW

5.1.2 Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen

Insbesondere die Umstellung der Fernwärmeversorgung auf erneuerbare Energiequellen zählt zu den zentralen Wärmelösungen, da diese heute zumeist noch aus großen, fossil befeuerten (Kraftwerks-)Blöcken gespeist wird. Für den Ersatz dieser bestehenden fossilen Wärmeerzeuger können zukünftig neben der thermischen Abfallverwertung, Geothermie und regenerativ betriebenen KWK-Anlagen zukünftig auch

Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen (PtH-Anlagen) angenommen werden.

Elektrobasierte Großwärmeerzeuger (GWP & PtH-Anlagen), bei denen zumeist eine direkte Wärmeeinspeisung in Fern- und Nahwärmenetze erfolgt, größtenteils eine elektrische Leistung von 10 bis 100 MW aufweisen. Durch die Nutzung von Wärmespeichern müssen diese Großanlagen nicht zwingend in der Lastspitze enthalten sein und können flexibel eingesetzt werden. Da viele Standorte nicht H₂-versorgt werden, nimmt KWK in der Industrie ab. Die Wärme muss dort dann elektrisch erzeugt werden. Daher kommt es vermutlich zu einem Zubau von Fluss-WP und Luft-WP an Kraftwerksstandorten. Die VNB der PR Mitte werden vorliegende kommunale Wärmepläne bei der Aufteilung der Leistungen auf die Netzgebiete grundsätzlich berücksichtigen.

Insgesamt wird für die PR Mitte von den in Abbildung 10 der dargestellten Prognosewerten ausgegangen.

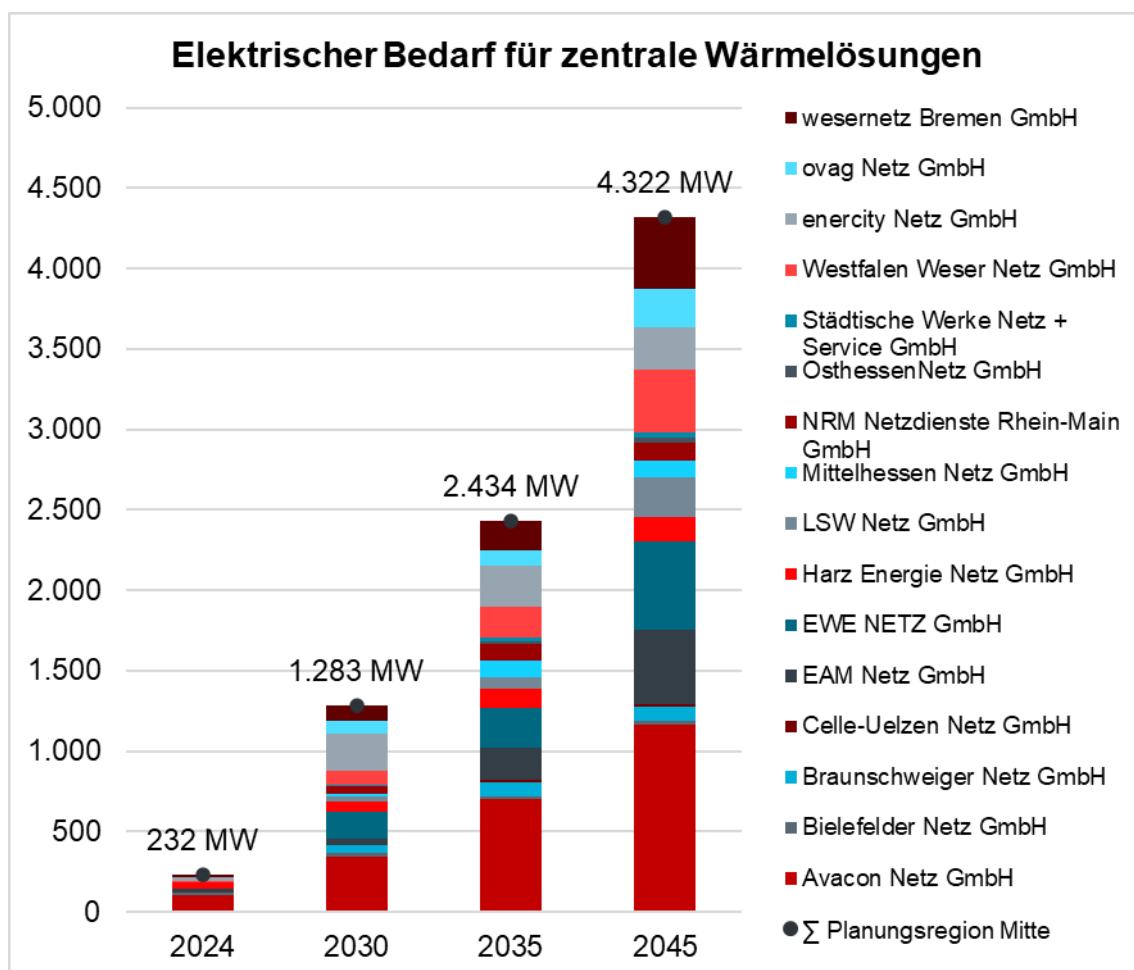


Abbildung 10: Installierte Leistung für zentrale Wärmepumpen in der PR Mitte in MW

5.2 Verkehr (Ladeinfrastruktur)

Die Prognosen für den Verkehr der PR Mitte stützen sich auf die Prognosen der Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur ([NLL](#)), den NEP-Zahlen und werden mit eigenen Erkenntnissen ergänzt. Die Modellierung basiert auf nationalen Flottenprognosen, Kostenentwicklungen, technologischen Trends und regulatorischen Rahmenbedingungen.

Die Wahl des Szenarios B erfolgt vor dem Hintergrund eines mittleren Elektrifizierungspaths, der sich zwischen den konservativen Annahmen von Szenario A und den ambitionierten Zielwerten von Szenario C bewegt. Die Regionalisierung des Ladebedarfs basiert auf einer etablierten Methodik, die sozioökonomische und infrastrukturelle Parameter wie Garagenanzahl, Pendeldistanzen, Photovoltaik-Leistung, Wohnfläche und Einkommensstruktur berücksichtigt. Für die Lastverortung wird angenommen, dass etwa 70 % der Ladevorgänge am Wohnort oder Arbeitsplatz und rund 30 % an Schnellladepunkten entlang von Autobahnen erfolgen; die Schnellladeinfrastruktur wird geokoordinatenbasiert modelliert. Bei Nutzfahrzeugen wird zusätzlich das geplante initiale Ladenetz an Rastanlagen sowie das Depotladen berücksichtigt, letzteres aufgrund ökonomischer Vorteile als dominierend angenommen. Die Szenarien orientieren sich an EU-Vorgaben wie der verpflichtenden Neuzulassung emissionsfreier Fahrzeuge ab 2035 und greifen auf Langfristszenarien der Übertragungsnetzbetreiber zurück. Unterschiede im Energiebedarf ergeben sich primär aus der Fahrzeuganzahl und den Antriebsarten, wobei Plug-in-Hybride mit konservativen Verbrauchsannahmen modelliert werden.

Es wird für die PR Mitte angenommen, dass zukünftig ein Großteil der Personenkraftwagen (Pkw), nennenswerte Teile im Bereich der Nutz- & Transportfahrzeuge und des ÖPNV elektrisch betrieben werden. Diese beeinflussen in unterschiedlicher Weise drei zentrale Ladekategorien – E-Pkw, Depotladen und Autobahnladen –, die wiederum die Grundlage für die erforderliche Ladeleistung, die benötigte Energie sowie die regionale Standortplanung bilden. Der Bereich des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) konnte bisher nicht flächendeckend in die Betrachtung einbezogen werden, da für die Planungsregion derzeit keine hinreichend belastbare und allgemein gültige Datenbasis vorliegt. Sobald sich eindeutige Entwicklungen im ÖPNV abzeichnen, werden diese in einem der zukünftigen Regionalszenarien berücksichtigt.

Die NLL-Prognosen liegen für alle Bundesländer und Stützjahre deutlich über den Werten des Regionalszenarios. Dies deutet auf Annahmen einer geringeren Auslastung der Ladeinfrastruktur hin. Sie beinhalten den Bedarf an elektrischer Energie in Megawattstunden und die zu installierende Ladeleistung in Megawatt je Gemeinde pro Jahr:

- differenziert nach Pkw und Nutzfahrzeuge
- differenziert nach öffentlich zugänglich und nicht-öffentlich zugänglich
- für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045

Die NLL hat ein [Standorttool](#) eingeführt, mit dem für die jeweiligen Gemeinden innerhalb eines Versorgungsgebietes Prognosedaten ermittelt werden können. Die Modellierung des kleinräumigen Ladebedarfs im Alltagsverkehr basiert auf den deutschlandweiten Szenarien der Studie „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“. Diese Studie liefert Ladebedarfe je Use Case in Form installierbarer Ladeleistung, die mithilfe von Verkehrsmodellen räumlich heruntergebrochen werden. Während die Studie einen mikroskopischen Ansatz mit individuellen Fahrprofilen nutzt, setzt das StandortTOOL auf makroskopische Verkehrsmodelle. Aufgrund unterschiedlicher Ladeverhaltensmuster bei Fahrtunterbrechungen (Lade-Hubs) und Parkvorgängen (Opportunity Charging) werden zwei Modellansätze angewendet. Die übergeordneten Annahmen zu Fahrzeughochlauf, Fahrzeugauslegung, Ladeinfrastruktur sowie Mobilitäts- und Ladeverhalten sind in beiden Ansätzen konsistent.

Die kontinuierliche Aktualisierung und Weiterentwicklung der Prognosen führt dazu, dass sich die aktuellen Prognosezahlen teilweise deutlich von denen aus den vergangenen Jahren unterscheiden.

Unter Elektrofahrzeugen werden im Szenariorahmen Annahmen zu E-PKW, Plug-in-Hybriden, leichten und schweren Nutzfahrzeugen, Sattelzugmaschinen sowie zum Schienen- und Busverkehr zusammengefasst und für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 aufgeführt. Das bidirektionale Laden wird als verzögert angenommen und in der Kategorie Kleinspeicher (<1MW) mitberücksichtigt.

Mit Wasserstoff oder anderen strombasierten Kraftstoffen (E-Fuels) betriebene Fahrzeuge werden im Szenariorahmen nicht dediziert betrachtet, da sie kaum Auswirkungen auf die Modellierung des Strommarktes haben. Implizit liegen den Szenarien jedoch Annahmen zur Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor zugrunde, da die zukünftige Anzahl an Elektrofahrzeugen eng damit zusammenhängt, wie viel Fahrzeuge auf Basis von Wasserstoffprodukten angetrieben werden.

Für die PR Mitte ergeben sich die in der nachfolgenden Abbildung 11 prognostizierten Leistungswerte für den Verkehrssektor.

Der Hochlauf der Elektromobilität ist zunächst verzögert, aber wird stetig steiler. Es wird mit höherer absoluter Ladeinfrastruktur (LIS) - Leistung in den neuen Stützjahren gerechnet. Nach Berechnungen liegen die Bestände 2030/2035 etwas niedriger und 2045 deutlich höher (nahezu vollständige Elektrifizierung).

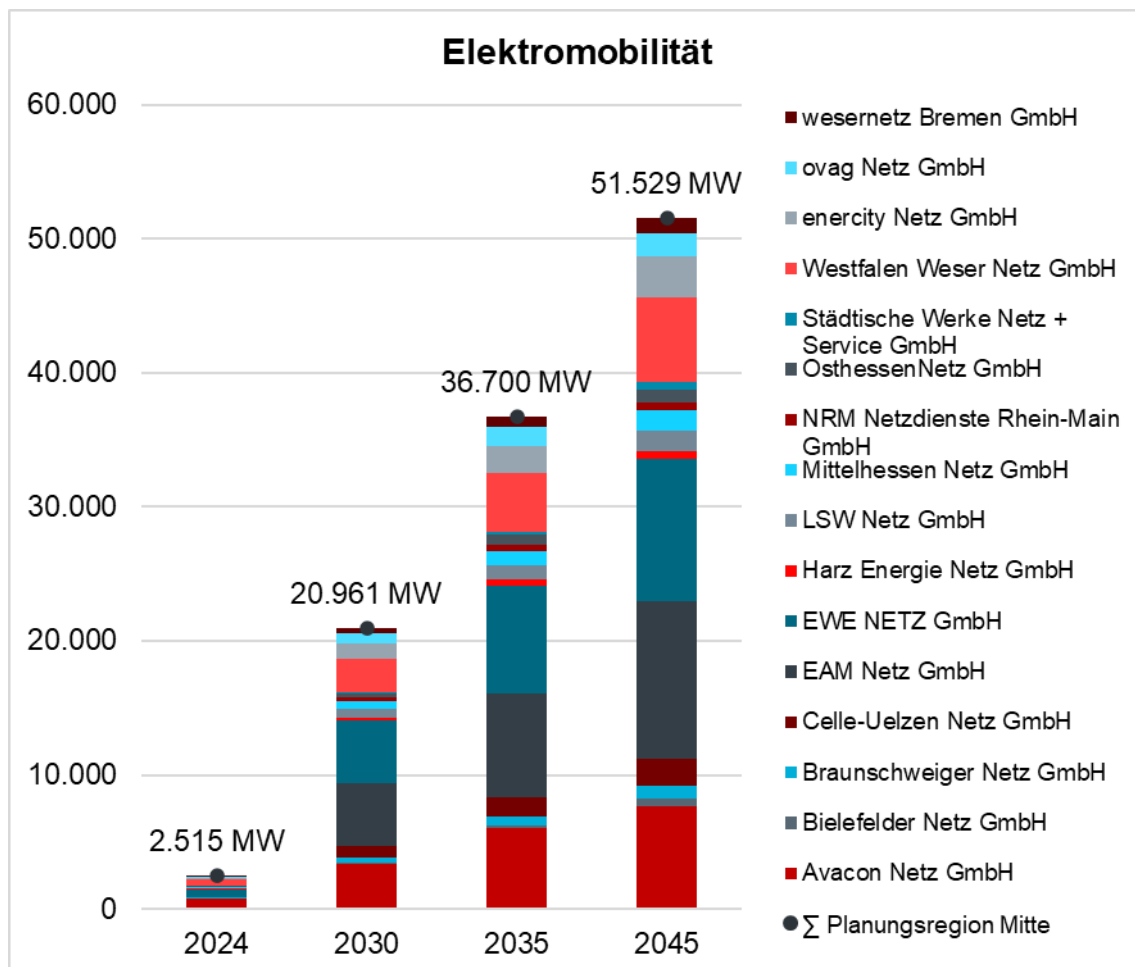


Abbildung 11: Leistungsbedarf im Verkehrssektor in der PR Mitte

5.3 Konventionelle Last

Die konventionelle Last setzt sich aus drei verschiedenen Bereichen zusammen:

- Haushaltslasten
- Lasten aus der Industrie
- Lasten aus dem Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektors (inkl. Landwirtschaft)

Zur Bestimmung der Prognosewerte für die konventionelle Last wurde – im Gegensatz zu den übrigen Kategorien – aufgrund einer unzureichenden Datenbasis auf die Methode der Gleichzeitigkeitsannahmen zurückgegriffen. Die ermittelten Werte sind einpeise- & speicherbereinigt und schließen die Sektoren Wärme und Verkehr aus. Es ist zu beachten, dass die zugrunde liegenden Annahmen je Verteilnetzbetreiber (VNB)

innerhalb der Planungsregion Mitte variieren können. Eine Gleichzeitigkeit zwischen den VNBs wurde nicht berücksichtigt, da eine entsprechende Ermittlung für die Prognosewerte nicht möglich ist. Eine Addition der einzelnen Lasten führt somit nicht zur tatsächlichen Gesamtsumme der konventionellen Last in der PR Mitte. In den folgenden Kapiteln wird auf jeden Bereich einzeln eingegangen.

5.3.1 Haushaltslasten und Geräte

Die Entwicklung der Haushaltslast, also der Verbraucher und Geräte, die nicht Raumheizung, Warmwasserbereitung oder Ladeinfrastruktur zuzuordnen sind, wird als langfristig stabil angesehen. Hierunter fallen neben der Beleuchtung von Wohnraum insbesondere größere Haushaltsgeräte, von Elektroherden über Kühlschränke bis hin zu Waschmaschinen, sowie die Vielzahl von Klein- und Kleinstgeräten, die vor allem der Konsumelektronik (TV, Laptop, Tablet-PC, Smartphone) zuzuordnen sind.

Zwar hat die Europäische Union mit der Energieeffizienzrichtlinie⁵ sowie der Verordnung zu Ökodesign-Anforderungen⁶ an den Stromverbrauch elektrischer und elektronischer Haushalts- und Bürogeräte im Bereitschafts- und im Aus-Zustand - "Stand-by-Verordnung"⁷ effektive Instrumente geschaffen, durch welche der Einzelenergiebedarf von Geräten in der Vergangenheit von den Herstellern bereits verpflichtend sehr signifikant gesenkt werden konnte und musste.

Diese Senkung des Energiebedarfs der Einzelgeräte wurde jedoch durch den Trend zu kleineren Haushaltsgrößen und damit mehr Haushalten (2009: 2,04 Pers./HH, 2022: 2,0 Pers./HH)⁸ und vor allem durch sogenannte Rebound-Effekte, also den Anschluss / die Nutzung neuer, zusätzlicher oder größerer Geräte, größtenteils kompensiert.

Die Abbildung 12 illustriert diese Effekte. Der Energieverbrauch der deutschen Privathaushalte ist trotz Einführung immer strengerer Energieeinsparvorgaben seit 2014 in Summe nicht signifikant gesenkt worden und lag im Jahr 2024 mit 132 Mrd. kWh sogar wieder leicht über dem Wert von 2014 in Höhe von 125 Mrd. kWh.

Die übergeordnete Energieeffizienz-Richtlinie der EU⁹ wurde im Jahr 2023 novelliert. Das Ziel der EU sieht eine weitere Verschärfung des Energieeinsparzieles von bisher mehr als 32,5 % des Gesamtendenergiebedarfs (über alle Sektoren) bis 2030 im Vergleich zu 2007 auf 38 bis 40,6 % bis 2030 im Vergleich zu 2007 vor. Die EU verfolgt

⁵ Richtlinie 2023/1791/EU.

⁶ Verordnung 2024/1781/EU

⁷ Verordnung 2023/826/EU

⁸ Stat. Bundesamt - Privathaushalte: Deutschland, Jahre (bis 2022), Haushaltsgröße (12211-9022).

⁹ Richtlinie (EU) 2023/1791.

damit neben dem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin maßgeblich das Ziel “efficiency first”, um die Klimaziele möglichst volkswirtschaftlich effizient zu erreichen.

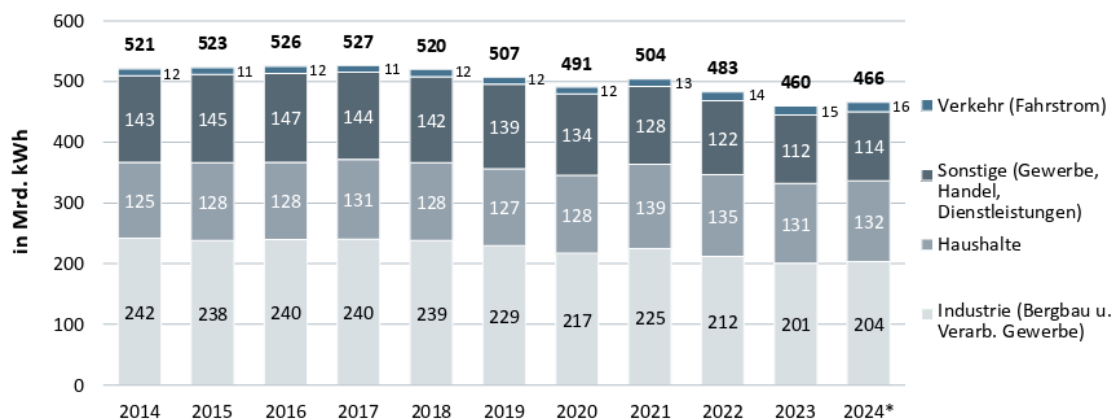


Abbildung 12: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchern¹⁰

Dass durch diese neue Zielvorgabe jedoch noch wesentliche, weitere Effizienzgewinne bei den genannten Geräten in Privathaushalten erreicht werden können, schätzen die VNB der PR Mitte aktuell basierend auf den Erfahrungen der Vergangenheit als mindestens “unsicher” ein, da die Energieeinsparpotentiale bei dieser Verbraucher- / Gerätetypengruppe nach deren Einschätzung im wesentlichen Maße durch die sehr zielgerichteten und erfolgreichen legislativen Maßnahmen der Vergangenheit bereits im erheblichen Umfang ausgeschöpft worden sind. Die VNB der PR Mitte gehen in der Netzausbauplanung daher auch unter der Berücksichtigung weiterer Rebound-Effekte zunächst konservativ von weiterhin konstanten Stromverbräuchen im Bereich der privaten Haushalte aus. Die PR Mitte wird die sich aus der Novellierung der Energieeffizienz-Richtlinie ergebenden möglichen Verbrauchssenkungen aber intensiv beobachten sowie auf ihre Einflüsse auf die gleichzeitige Lastspitze hin bewerten. Mögliche Veränderungen der bisherigen Entwicklung werden in den kommenden Novellierungen des Regionalszenarios entsprechende Berücksichtigung finden.

Im Themenfeld der haushaltsnahen Flexibilitäten sehen die Mitglieder der Planungsregion Mitte außerhalb des Regimes der Steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG (Wärmepumpen / Klimageräte und E-Fahrzeug-Ladetechnik) keine nennenswerten Potentiale zur Senkung der gleichzeitigen Spitzenlast. Zwar gibt es vermehrt Haushaltsgroßgeräte die prinzipiell in Smart Home-Systeme eingebunden und

¹⁰ Jahresbericht: Die Energieversorgung 2024, BDEW (Hrsg.), 30.05.2024, S. 35.

damit grundsätzlich in ihrer Nutzung flexibel sind, insbesondere Geschirrspüler, Waschmaschinen und Trockner, deren Nutzung erfolgt jedoch primär nach Komfortgesichtspunkten und nicht markt- oder netzorientiert. Das Flexibilitätspotenzial dieser Gerätegruppen ist zudem bezogen auf die Gesamtnetzlast aufgrund deren geringen Einzelleistung und sehr geringen Gleichzeitigkeit irrelevant gering und findet daher keine Berücksichtigung.

5.3.2 Industrie

Zum Industriesektor zählen alle produzierenden, verarbeitenden und Handwerksbetriebe ab 20 Beschäftigte. Deutschlands größte Industriezweige sind die Automobil-, Maschinenbau-, Chemie- und Elektro-Industrie.

Um die Treibhausgasemissionen des Industriesektors auf null zu reduzieren, werden dabei drei grundlegende Strategien zum Einsatz kommen:

- Ausweitung der Kreislaufwirtschaft (Recycling),
- Erhöhung der Material- und Energieeffizienz
(Verbesserung der Produktionsverfahren mit weniger Materialbedarf bzw. Umstieg auf weniger CO₂-intensive Produktionsmaterialien und Steigerung der Wirkungsgrade in Produktionsprozessen),
- Umstellung von Produktionsprozessen auf CO₂-freie Verfahren
[CO₂-Vermeidung durch Umstellung der Verfahren abhängig vom Temperaturniveau auf beispielsweise Wasserstoff (ab 500 °C, Hochtemperaturprozess), Biogas (250 °C bis 500 °C) oder Solar-/Tiefengeothermie bzw. industrielle GWP (bis 250 °C, Niedertemperaturbereich)].

Für die Definition eines Transformationspfades ist der wohl relevanteste Unsicherheitsfaktor, ob fossile Brennstoffe zukünftig mit Strom oder Wasserstoff substituiert werden. Ausgenommen sind einige Branchen, z. B. die Grundstoffchemie und die Stahlproduktion, bei denen in Ermangelung einer (wirtschaftlichen) Alternative der vermehrte Einsatz von Wasserstoff unterstellt wird. Weiterer wesentlicher Einflussfaktor auf den Strombedarf ist das Maß der Energieeffizienz.

Die Entwicklung der Industrie ist lokal geprägt und wird in den jeweiligen NAP detailliert behandelt. Sie ist erheblich von Makrofaktoren wie Wirtschaft, Politik, Technologie und Demografie abhängig.

Außerdem muss bei den Wärmeerzeugungen darauf geachtet werden, dass einige VNB innerhalb des Regionalszenarios diese benötigte elektrische Leistung dem Punkt „Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen“ zugeordnet hat.

Bezogen auf die Möglichkeiten der Flexibilisierung der Stromnachfrage, dem sogenannten Demand Side Management (DSM) wird davon ausgegangen, dass die überragende Anzahl der Unternehmen die vorhandenen Flexibilitäten nicht flächendeckend in einem Marktregime anbieten wird. Ein marktorientiertes DMS-System ist in vielen Unternehmen nur schwer integrierbar, ohne gleichzeitig die betrieblichen Abläufe nicht erheblich einzuschränken. Weiterhin sind die erzielbaren Leistungspotentiale und damit die erzielbaren Erlöse und somit auch die Anreize zur Nutzung in den meisten Betrieben sehr gering. Dies gilt umso mehr, wenn man beachtet, dass eine Teilnahme an einem Marktregime in den Unternehmen dauerhaften zusätzlichen operativen Aufwand zur Erfüllung der regulatorischen Anforderungen erfordert. Viele Unternehmen verfolgen heute daher zur Senkung der gleichzeitigen Leistung und damit der Strombeschaffungskosten die technisch und betrieblich viel einfacher umsetzbare Option der Kombination einer Aufdach-PVA mit einem Batteriespeichersystem. Diese zweite Option wird durch die weiterhin stark sinkenden Batteriespeicherpreise in Kombination mit den regulatorischen Erleichterungen bei den technischen Anschlussanforderungen durch die Energieanlagen-Anforderungen-Verordnung und die Novellierung der VDE-AR-N 4110 noch attraktiver und die Option des DSM weitgehend verdrängen. Dennoch kann das DSM für Unternehmen mit Maschinen oder Einrichtungen mit sehr hohen Einzelleistungen (bspw. Stahlwerke oder Eisengießereien) weiterhin attraktiv sein, dabei handelt es sich jedoch um wenige Einzelfälle.

Daher können Flexibilitäten im Sinne eines DMS für eine Auslegung von Verteilnetzen zwangsläufig heute nur in wenigen Einzelfälle eine Rolle spielen. Sie werden ausgehend von der aktuellen Gesetzgebung daher in diesem Regionalszenario sowie bei der nachfolgenden Erstellung der NAP nur in individuellen großen und netzrelevanten Einzelfällen berücksichtigt.

5.3.3 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Der Verbrauchssektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistung“ (GHD) umfasst unter anderem das Baugewerbe, büroähnliche Betriebe, Herstellungsbetriebe, Handel, Krankenhäuser, Schulen, Bäder, Landwirtschaft, Textil, Bekleidung, Speditionen und Flughäfen. Während die Endenergiebereitstellung für Mobilitäts- und Wärmeanwendungen (Raum- und Prozesswärme) heute noch weitgehend fossil geprägt ist, sind die anderen Anwendungen bereits zu einem hohen Anteil elektrifiziert. Die Treibhausgasintensität dieser klassischen Stromanwendungen (Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnologie etc.) sowie bereits elektrifizierter Antriebstechnologien sinkt mit zunehmender Dekarbonisierung des Strommixes.

Raumwärme und Verkehr sind bereits in den Abschnitten 5.1 und 5.2 behandelt worden. Es wird zusätzlich zu den klassischen Stromanwendungen zum Teil auch die Prozesswärme mitbetrachtet. Dabei ist zum einen eine Effizienzsteigerung zur Reduzierung des Energiebedarfs klassischer Stromanwendungen und zum anderen eine Umstellung der Prozesswärme von fossilen auf klimaneutrale Energieträger erforderlich. Bezogen auf den Gesamtsektor wird über alle Anwendungen summiert nicht von einer signifikanten Leistungsbedarfssenkung ausgegangen. Es wird vielmehr erwartet, dass noch bestehende Leistungssenkungspotentiale durch die Bezugsleistungssteigerungen von Dekarbonisierungen (Wechsel von Gas- zu Stromanwendungen) weitgehend aufgezehrt werden und der Leistungsbedarfs des Sektors nahezu unverändert bleibt.

5.3.4 Prognoseergebnisse der konventionellen Lasten

In nachstehender Abbildung 13 sind die zusammengefassten konventionellen Lasten der PR Mitte gezeigt.

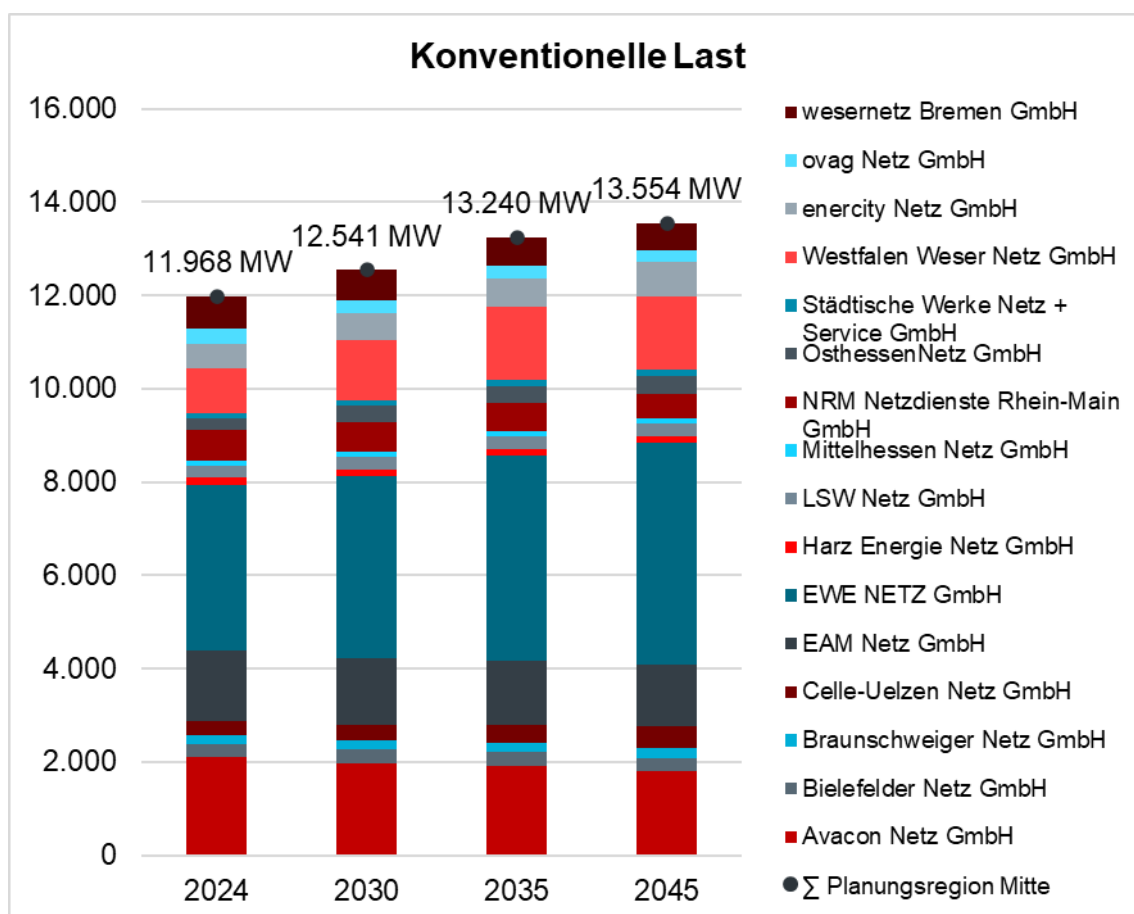


Abbildung 13: Wirksame Leistung der konventionellen Lastentwicklung der PR Mitte in MW

Ersichtlich ist, dass die konventionelle Last in der PR Mitte in den kommenden 10 Jahre durch Elektrifizierung noch leicht ansteigt, danach aber vom Verlauf stagniert.

5.4 Rechenzentren (Stand-alone)

Durch den täglichen und kontinuierlich wachsenden Datenverkehr tragen Rechenzentren in bestimmten Regionen einen nicht unerheblichen Teil zu den Laststeigerungen bei. Rechenzentren stellen die Infrastruktur und IT bereit und bieten Speicherplatz für datenbasierte Unternehmen an. Dieser Service von elektronischer Datenspeicherung, -verarbeitung und -austausch benötigt leistungsfähige Glasfasernetze, verfügbare Grundstücke und eine zuverlässige und leistungsfähige Stromversorgung. Der Hauptanteil elektrischer Leistung wird bei Rechenzentren für den Serverbetrieb und deren Kühlung verwendet.

Da neben den o. g. Erfordernissen an elektrischer Leistung und verfügbaren Grundstücken die möglichst zeitverlustfreie Übertragung der Daten wichtig ist, können die Rechenzentren somit auch nutzerspezifisch einige Kilometer von Internetknotenpunkten entfernt errichtet werden. Der weltweit größte Internetknotenpunkt DE-CIX ist in Frankfurt am Main beheimatet. Dort werden auch die angrenzenden VNB, die im näheren Umkreis an wichtigen Hauptsträngen des überregionalen Glasfasernetzes liegen, für Ansiedlungen von Rechenzentren u. a. im Großraum Frankfurt interessant.

In den vergangenen Jahren ist regional ein deutlicher Zuwachs von Rechenzentrumsleistung zu verzeichnen. Die VNB der PR Mitte haben zusätzlich zu dem im Bestand und im Aufbau befindliche Rechenzentren bereits weitere Anfragen für Neubau- und Erweiterungsprojekten von Rechenzentrumsbetreibern vorliegen. Treiber in der Digitalisierungsbranche sind in den letzten Jahren die KI-Anwendungen (Künstliche Intelligenz) geworden. KI und andere digitale Anwendungen müssen riesige Datenmengen und Informationen verarbeiten. Durch diese immer weiter auszubauenden Digitalisierungsprodukte kommen weitere RZ-Anfragen auch bei den scheinbar unattraktiveren RZ-Standorten bei den Flächennetzbetreibern an. Die Entwicklung der installierten Leistungen ist in Abbildung 14 dargestellt.

Die PR Mitte teilt die Aussagen im Szenariorahmen der ÜNB, dass ggü. dem letzten Szenariorahmen nochmals ein um 50% höherer Leistungsbedarf in der RZ-Branche gemeldet wurde. Bestätigt wird dieser Trend durch die Prognose der internationalen Energieagentur (IEA), die allein von einer Verdopplung des Strombedarfs für Rechenzentren von 2025 bis 2030 ausgeht.

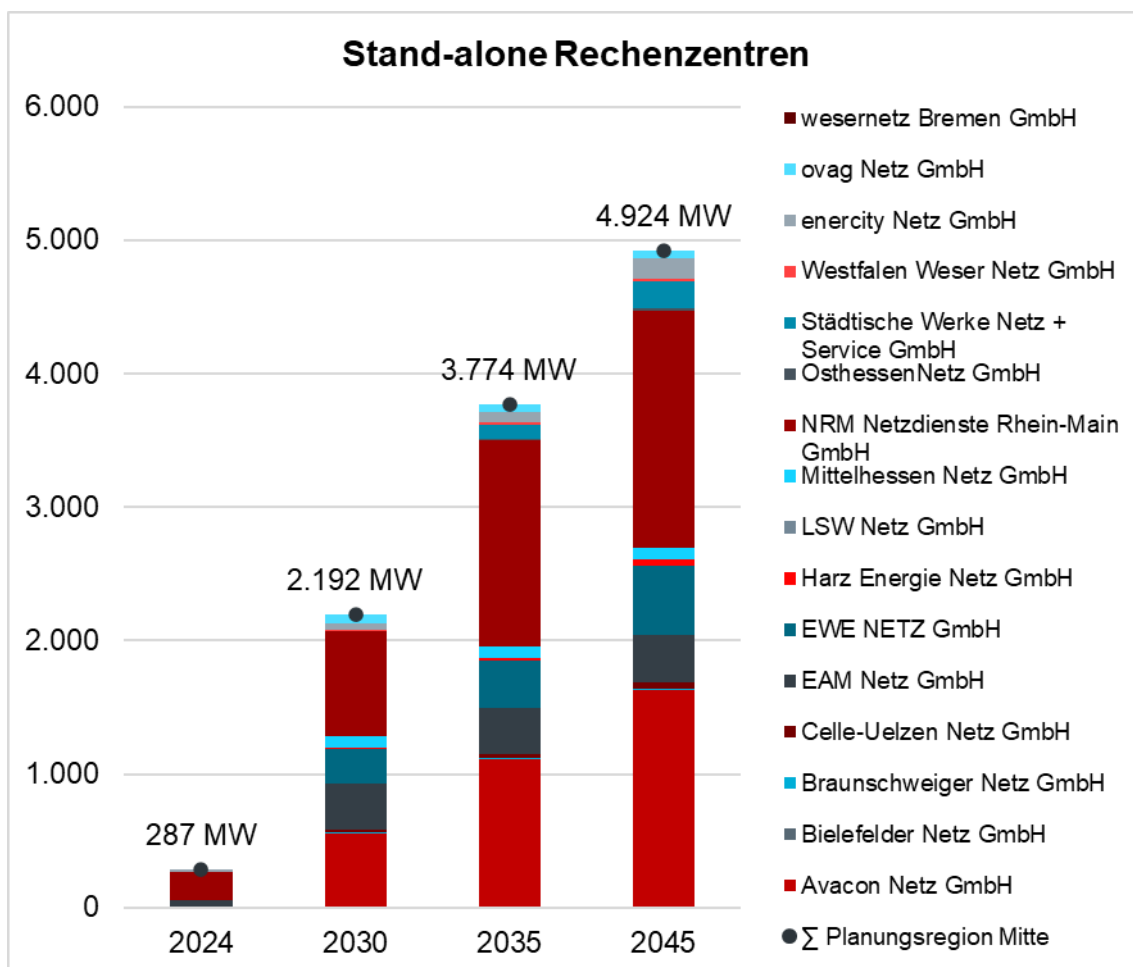


Abbildung 14: Installierte Leistung von Rechenzentren der PR Mitte in MW

Bei der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Methodik zur Berücksichtigung der Projekte der Großverbraucherabfrage werden die Projekte bis zum Status „Fortgeschrittene Planung“ in allen Szenarien angenommen. Im Szenario B würden zusätzlich alle Projekte des Status „Planung“ mit der Hälfte ihrer Leistung berücksichtigt. Die Projekte, die bereits für das Jahr 2037 geplant und somit im Szenario B mit Status „Planung“ genannt sind, unterscheiden die ÜNB die Werte für die Zieljahre 2037 und 2045 nicht weiter. Diese Einschätzung wird von den VNB nur teilweise getragen, da durch anstehende RZ-Erneuerungen höhere Lastdichten mit leistungsfähigeren und effizienteren Rechenzentren erwartet werden. Somit könnten Leistungserhöhungen nicht nur bis 2037, sondern darüber hinaus auch bis 2045 erwartet werden, auch wenn die mit Status „Idee und Vorplanung“ genannten RZ heute leistungs- und mengenmäßig nur grob geschätzt werden können.

5.5 Elektrolyse

Bei der Prognose der Energiebedarfe von Elektrolyseuren ist die nicht unerhebliche Importquote angemessen zu berücksichtigen. Die PR Mitte antizipiert dies in ihren durchgeführten Prognosen, welche in Abbildung 15 ersichtlich ist.

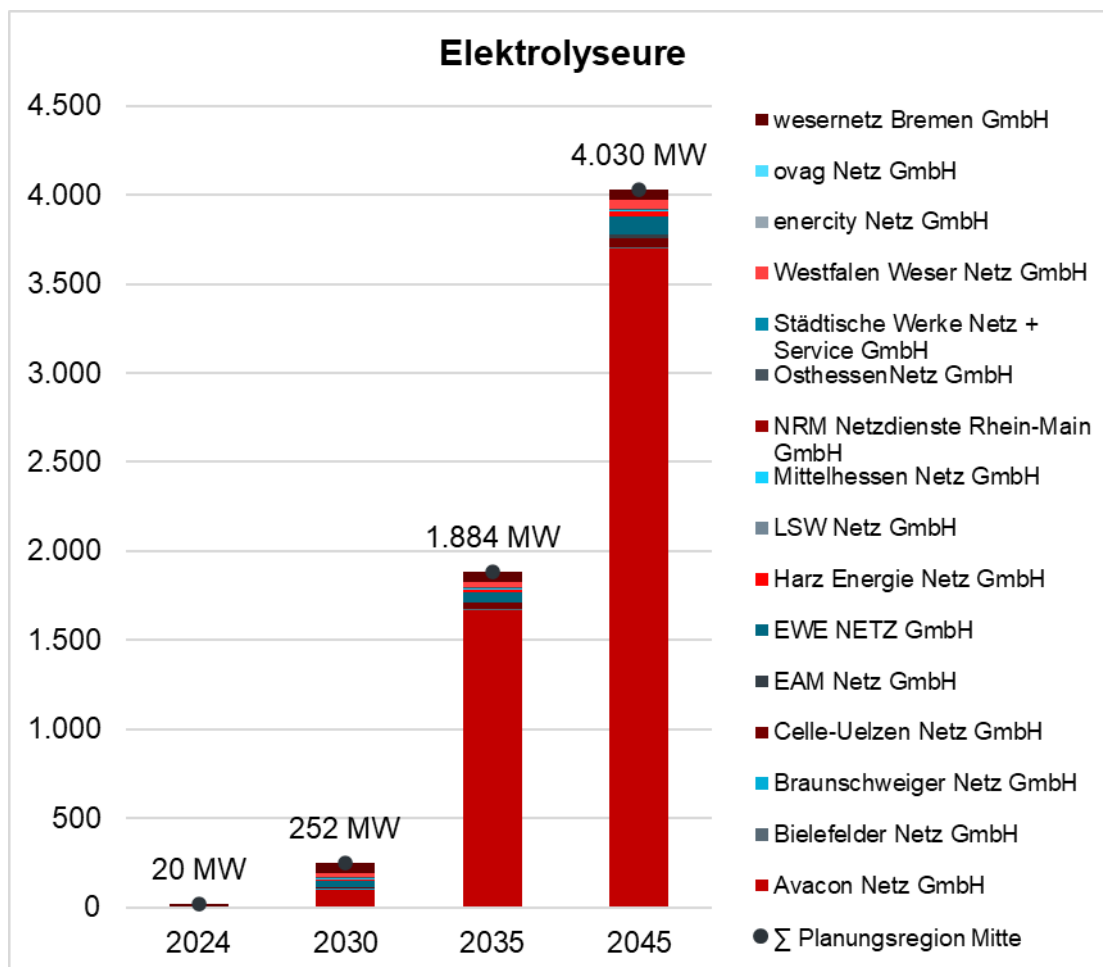


Abbildung 15: Installierte Leistung von Elektrolyseuren in der PR Mitte in MW

Die Herstellung und Nutzung von klimaneutral hergestelltem Wasserstoff kann im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle einnehmen. Wasserstoff, wie auch synthetische Folgeprodukte (bspw. Kraftstoffe oder Ammoniak), die in der Betrachtung miteinbezogen sind, ermöglichen die Dekarbonisierung von Anwendungen, die sich nur schwer unmittelbar elektrifizieren lassen. Für viele Industrieunternehmen und energieintensive Gewerbebetriebe ist die Nutzung von Wasserstoff im Bereich der Prozesswärme schwer substituierbar und daher für ihr Fortbestehen in einem klimaneutralen Energiesystem essenziell. Neben der bisherigen Anwendung als Grundstoff in der

chemischen Industrie ergeben sich zahlreiche weitere Einsatzmöglichkeiten und positive Aspekte durch die Produktion von grünem Wasserstoff auf Basis von der Elektrolyse auf der Basis von regenerativ erzeugtem Strom. Insbesondere ist hier die Stromerzeugung in sogenannten „Dunkelflauten“ durch H₂-Ready-Gaskraftwerke zu nennen, die auch langfristig einen erheblichen Anteil an der Stromerzeugung insbesondere im Winterhalbjahr haben werden. Weiterhin sind auch folgende Aspekte zu bedenken:

- Netzdienliche Nutzung von Produktionsspitzen von erneuerbarer Energien-Erzeugungsanlagen zur Herstellung von Wasserstoff statt Abregelung dieser Erzeugungsanlagen im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen,
- Schaffung von Wasserstoffreserven in Untertagespeichern für die zentrale Rückverstromung in Dunkelzeiten und Windflauten,
- Sektorenkopplung durch Verlagerung von Teilen der Energietransporte in die vorhandenen bzw. noch zu ertüchtigenden Ferngasleitungsnetze und somit Verringerung des Ausbaubedarfs der Strom(-übertragungs-)netze,
- Speziallösungen im Verkehrssektor, z.B. Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr,
- diverse Anwendungen im Wärmebereich.

Aufgrund der Unwirtschaftlichkeit kleinerer Elektrolyseure wird angenommen, dass der größte Anteil der Leistung im Netz der ÜNBs angeschlossen werden wird.

5.6 Prognoseergebnisse der Entwicklung der Last

In der nachfolgenden Tabelle 2 wird die sektorale Lastentwicklung der PR Mitte dargestellt.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Lastentwicklung für verschiedene Sektoren für die PR Mitte in MW

		2024	2030	2035	2045
Mitte	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmel.)	1.003,8	3.679,1	6.318,4	11.452,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmel.	231,5	1.282,9	2.433,7	4.321,5
	Elektromobilität	2.515,3	20.960,7	36.699,8	51.529,3
	Konventionelle Last	11.967,8	12.541,0	13.239,5	13.554,0
	Stand-alone Rechenzentren	287,3	2.192,1	3.773,9	4.924,4
	Elektrolyseure	20,2	251,5	1.883,6	4.029,5

Dominierend in der Last ist die Entwicklung der Elektromobilität in den kommenden Jahren.

Der entsprechende Trendverlauf ist in Abbildung 16 ersichtlich.

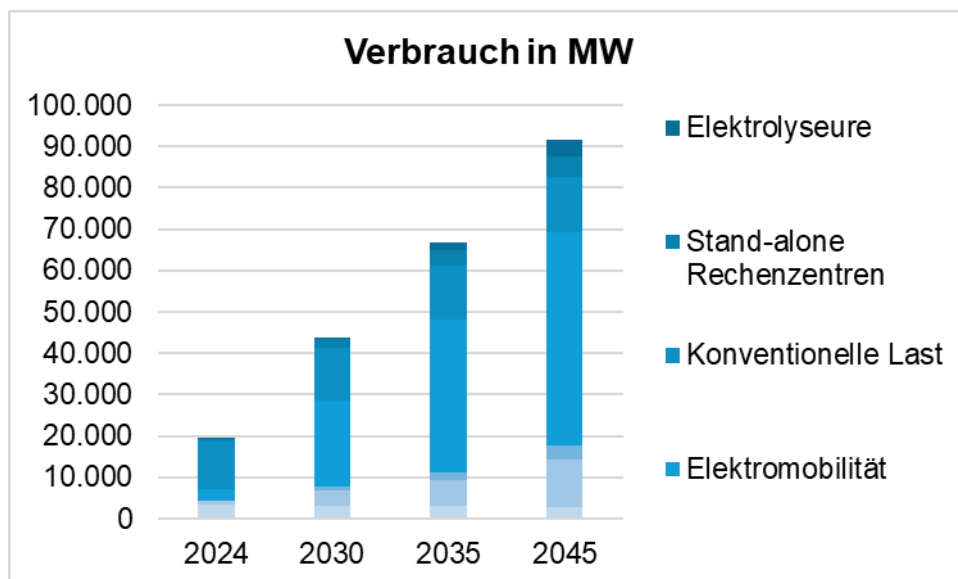


Abbildung 16: Trendverlauf Verbrauch der PR Mitte in MW

6 Entwicklung der Speicher

Speichertechnologien zählen derzeit zu den zentralen Themen der Energiewirtschaft, was sich unter anderem in über 500 GW¹¹ an Netzanschlussbegehren in Deutschland widerspiegelt. Aufgrund ihrer vielfältigen Einsatzmöglichkeiten – wie Peak Shaving, Energiemarktausgleich, Redispatch, Bereitstellung von Regelleistung, Spannungshaltung, Momentanreserve sowie Schwarzstartfähigkeit – werden Speicher häufig als „Schweizer Taschenmesser“ der Energiewende bezeichnet. Sie können auf allen Netzebenen integriert werden. Dennoch befindet sich der Markt aktuell in einer Hochlaufphase, sodass das volle Potenzial dieser Technologien bislang nicht ausgeschöpft wird. Die zügige Integration von Speichern in die Stromnetze ist mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, sowohl hinsichtlich technischer als auch regulatorischer Rahmenbedingungen.

Laut aktuellen Daten sind in Deutschland über 2 Millionen Batteriespeicher mit einer installierten Leistung von rund 15 GW und einer nutzbaren Kapazität von ca. 23 GWh in Betrieb, die hauptsächlich im Heimbereich installiert sind.

Die Beschreibung der Speicherentwicklung in diesem Kapitel erfolgt getrennt nach Batterie- und Pumpspeicher für die Szenarien der Jahre 2030, 2035 und 2045.

6.1 Batteriespeicher

Speicher können elektrische, thermische, chemische, elektro-chemische bzw. mechanische Speicher sein. In diesem Kapitel wird sich auf Speicher bezogen, die ausschließlich wieder elektrische Energie abgeben. Anwendungen wie das bidirektionale Laden zur Elektromobilität sind ebenfalls eingeschlossen. Die PR Mitte geht im Planungszeithorizont von einer signifikant steigenden Anzahl an Batteriespeichern im Verteilnetz aus. Gründe hierfür sind die Erwartung von weiter sinkenden Batteriezellenpreisen durch das dynamische Hochfahren der Speicherindustrie für die Elektromobilität sowie das zu erwartende, weiterhin hohe, bzw. zunehmend volatile Strompreisniveau aufgrund des Zubaus der Erneuerbaren Energien.

In der Auswertung für das Regionalszenario wird zwischen Kleinbatteriespeichern (< 1 MW) und Großbatteriespeichern (ab 1 MW) unterschieden.

6.1.1 Kleinbatteriespeicher bis 1 MW

Es wird ein signifikanter Anstieg dezentraler Kleinspeicher erwartet. Die Entwicklung dieser Kleinspeicher korreliert mit den Ausbautzahlen sowie dem Potenzial von PV-

¹¹ [Über 500 GW an Netzanschlussanfragen für Batteriespeicher – Regelleistung Online](#)

Aufdachanlagen. Prognosen zufolge wird bis zum Jahr 2035 der Anteil von PV-Aufdachanlagen in Kombination mit Speichersystemen kontinuierlich zunehmen. Steckerfertige Speichersysteme werden im häuslichen Umfeld zwar häufig angeboten, jedoch vielfach nicht offiziell registriert. Aus diesem Grund bleiben sie in der vorliegenden Szenarioanalyse nicht berücksichtigt.

Haushaltsnahe Kleinspeicher sind bisher eigenverbrauchsoptimiert eingesetzt und werden zukünftig durch das intelligente Messsystem befähigt, an verschiedenen Energiemärkten teilzunehmen. Dies schließt das bidirektionale Laden der Elektromobilität mit ein. Es ist somit davon auszugehen, dass diese Kategorie auch in den Phasen der sogenannten „Dunkelflaute“ eine zunehmende Rolle einnehmen wird, da es aktuell das bereits größte Flexibilitätspotenzial bietet.

Für die PR Mitte ergeben sich die in Abbildung 17 dargestellten prognostizierten Änderungen:

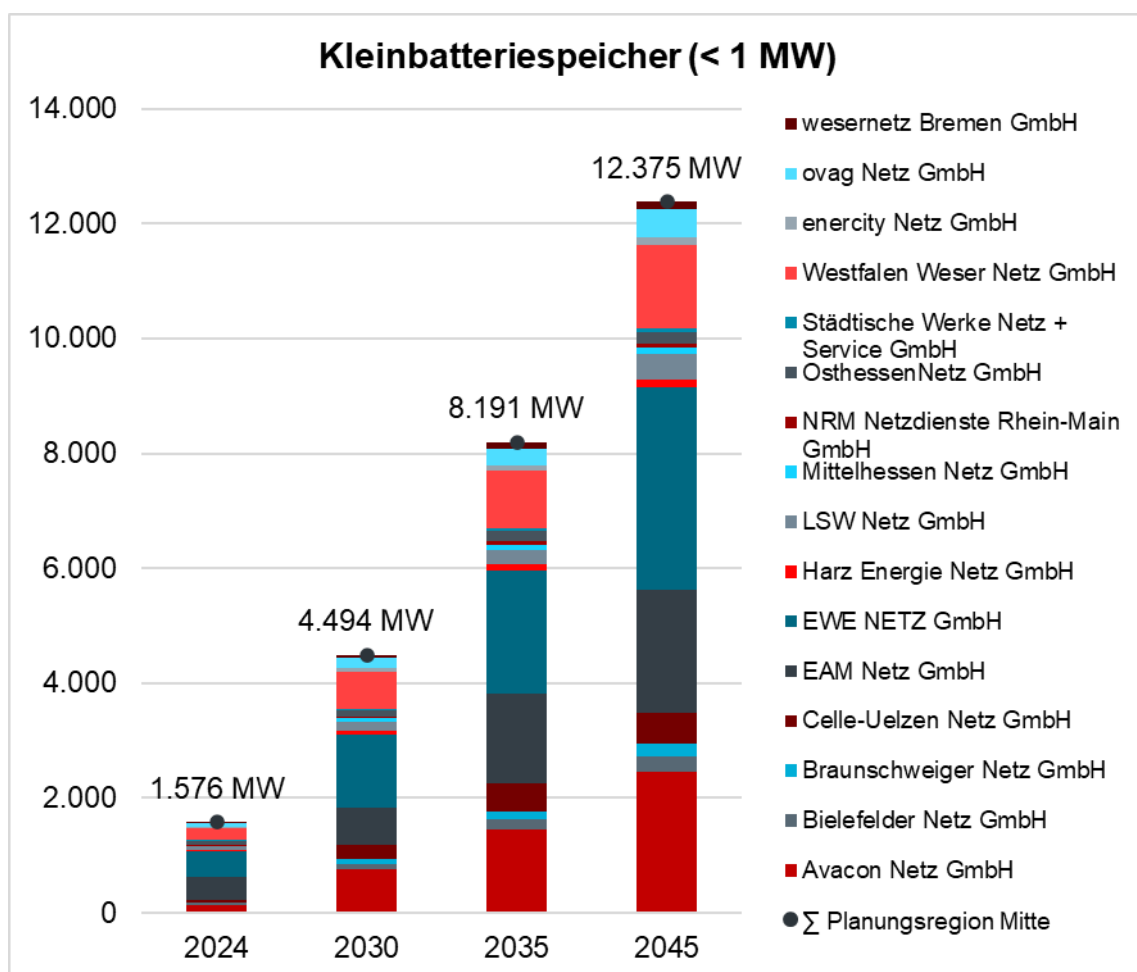


Abbildung 17: Installierte Leistung der Kleinspeicherspeicher mit einer Leistung von kleiner als 1 MW für die PR Mitte in MW

6.1.2 Batteriespeicher größer 1 MW

In dieser Kategorie werden sowohl Batteriespeicher im Bereich von GHD als auch Großbatteriespeicher berücksichtigt.

Für den Bereich der Großspeicher erfolgt die Entwicklung des Regionalszenarios anhand bestehender Netzanschlussverpflichtungen und konkreter reservierter Netzanschlussanfragen bei den VNB mit hoher oder sicherer Realisierungswahrscheinlichkeit. Explizit nicht berücksichtigt wird, aufgrund fehlender Projektreife, die Gesamtanzahl aller bisher angefragten Großspeicheranschlussbegehren. In Zukunft können Großspeicher i.d.R. über flexible Netzanschlussverträge (FCA) oder als sogenannte Grünstromspeicher in der Regel netzneutral angeschlossen. In Abbildung 18 ist die Prognose für die Stützjahre dargestellt.

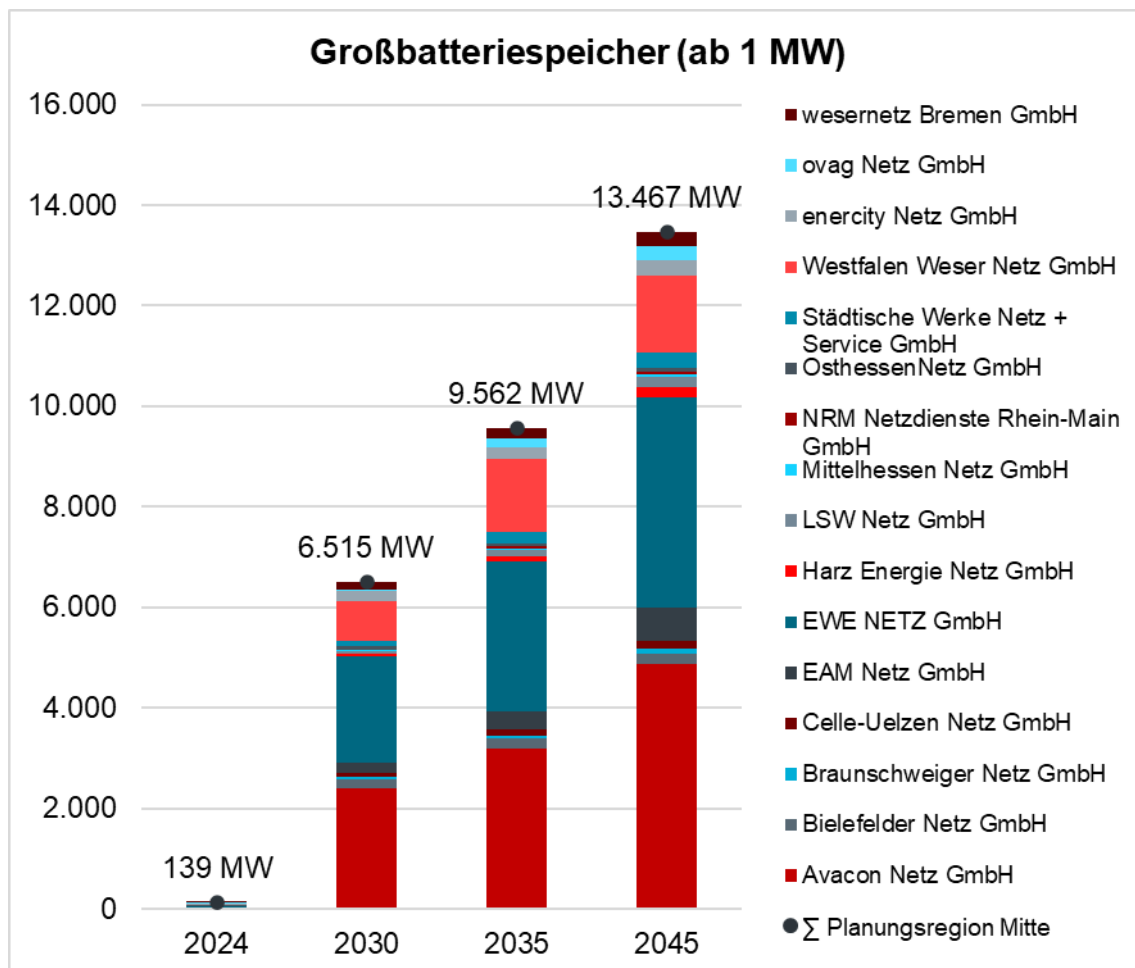


Abbildung 18: Installierte Leistung der Großbatteriespeicher ab 1 MW der PR Mitte

Aus Sicht der VNB besteht für die zukünftige Entwicklung weiterhin eine erhebliche Prognoseunsicherheit. Die Realisierung von Projekten im Bereich großskaliger

Batteriespeicher hängt in besonderem Maße von der weiteren Entwicklung der kurzfristigen Börsenstrompreise sowie den erzielbaren Erlösen aus Regelenergie ab. Da sich aus diesen Faktoren zunehmend geringere Margen ableiten lassen, wird die Umsetzung solcher Projekte durch das sich verengende Marktumfeld erheblich beeinflusst. Die Standorte für die bereits angefragten Großbatteriespeicherprojekte orientieren sich zurzeit erfahrungsgemäß an Knotenpunkten wie Umspannwerke und noch nicht flächendeckend an den Standorten (co located) von großen PV-Freiflächenanlagen bzw. Windparks.

Zunehmend werden auch Altanschlüsse umgenutzt, indem sie mit Speichern erweitert werden. Es wird davon ausgegangen, dass ab 2030 ein signifikanter Anteil an EE-Anlagen (v. a. PVA) mit Speichern ausgerüstet sein werden, da dies in der breiten Masse langfristig als das realistischste Betriebs- und Anwendungsszenario gesehen wird.

6.2 Pumpspeicher

Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung von Wasserkraft stellen Pumpspeicherkraftwerke dar. Diese können zur Speicherung von Energie über längere Zeiträume genutzt werden. Aufgrund der für diese Anlagen ebenfalls begrenzten Standorte und hohen Hürden in Bezug auf Umweltauflagen sowie Genehmigungen ist auch in diesem Bereich nicht mit einem größeren Ausbau der Kapazitäten zu rechnen. Die sind in Abbildung 19 abgebildet.

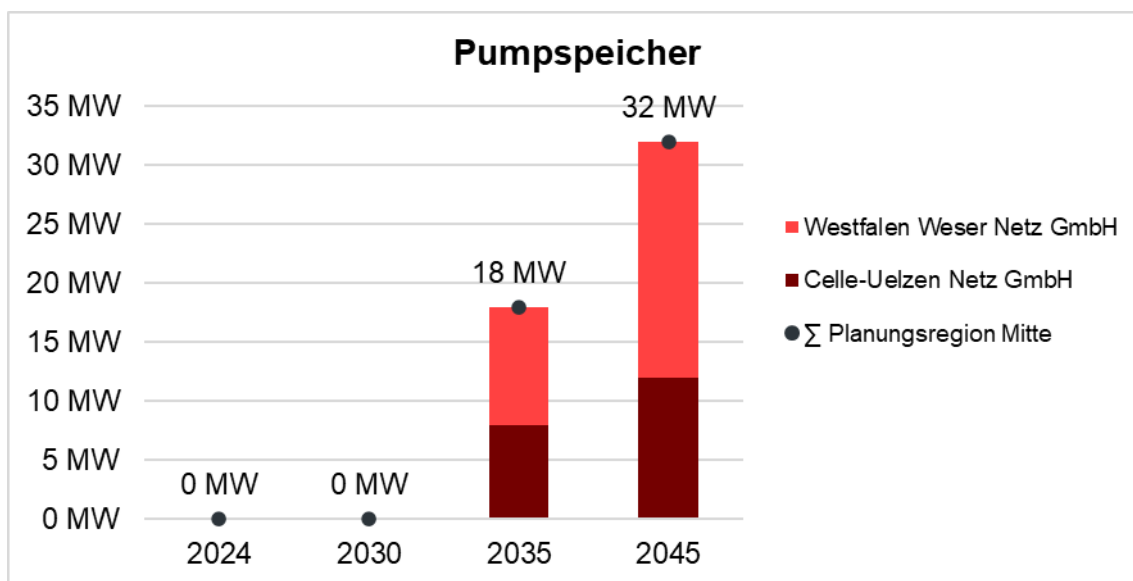


Abbildung 19: Installierte Leistung von Pumpspeichern in der PR Mitte in MW

Ein Ausbau ist nur in Regionen mit entsprechenden geographischen Gegebenheiten möglich. Ein Neubau von Anlagen erscheint aufgrund der bereits langen Nutzung, der sehr knappen Standorte und hohen Anforderungen an Umweltauflagen und Genehmigungen in vielen Regionen unwahrscheinlich. Der Großteil der Pumpspeicherleistung wird im Netz der ÜNBs regionalisiert.

6.3 Prognoseergebnisse der Entwicklung der Speicher

In folgender Tabelle wird der zukünftige Hochlauf der Speicherleistung über die Stützjahre dargestellt.

Tabelle 3: Zusammenfassung der Leistungen von Speichern der PR Mitte in MW

		2024	2030	2035	2045
Mitte	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	1.575,8	4.494,4	8.190,7	12.375,1
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	139,1	6.514,7	9.562,0	13.466,7
	Pumpspeicher	0,0	0,0	18,0	32,0

Es ist klar zu erkennen, dass die Speicherleistung im Netz in den kommenden Jahren rapide ansteigen wird. Jedoch werden nicht alle Speicher netzwerkstauglich angeschlossen.

In Abbildung 20 ist ebenfalls der Verlauf aller Speichertechnologien dargestellt.

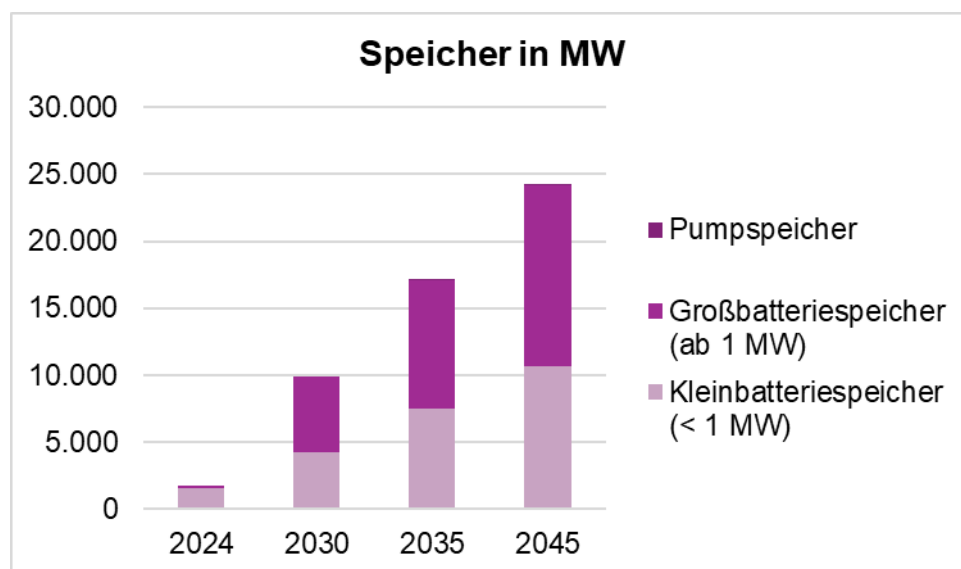


Abbildung 20: Trendverlauf der Speicher der PR Mitte in MW

7 Zusammenfassung

Das Regionalszenario 2025 für die Planungsregion Mitte bildet die Grundlage für die Netzausbauplanung gemäß §14d EnWG. Es beschreibt die erwartete Entwicklung von Erzeugung, Last und Speicher bis 2045 unter Berücksichtigung des Szenariorahmens B des Netzentwicklungsplans. In Abbildung 21 sind die Daten zusammengefasst dargestellt.

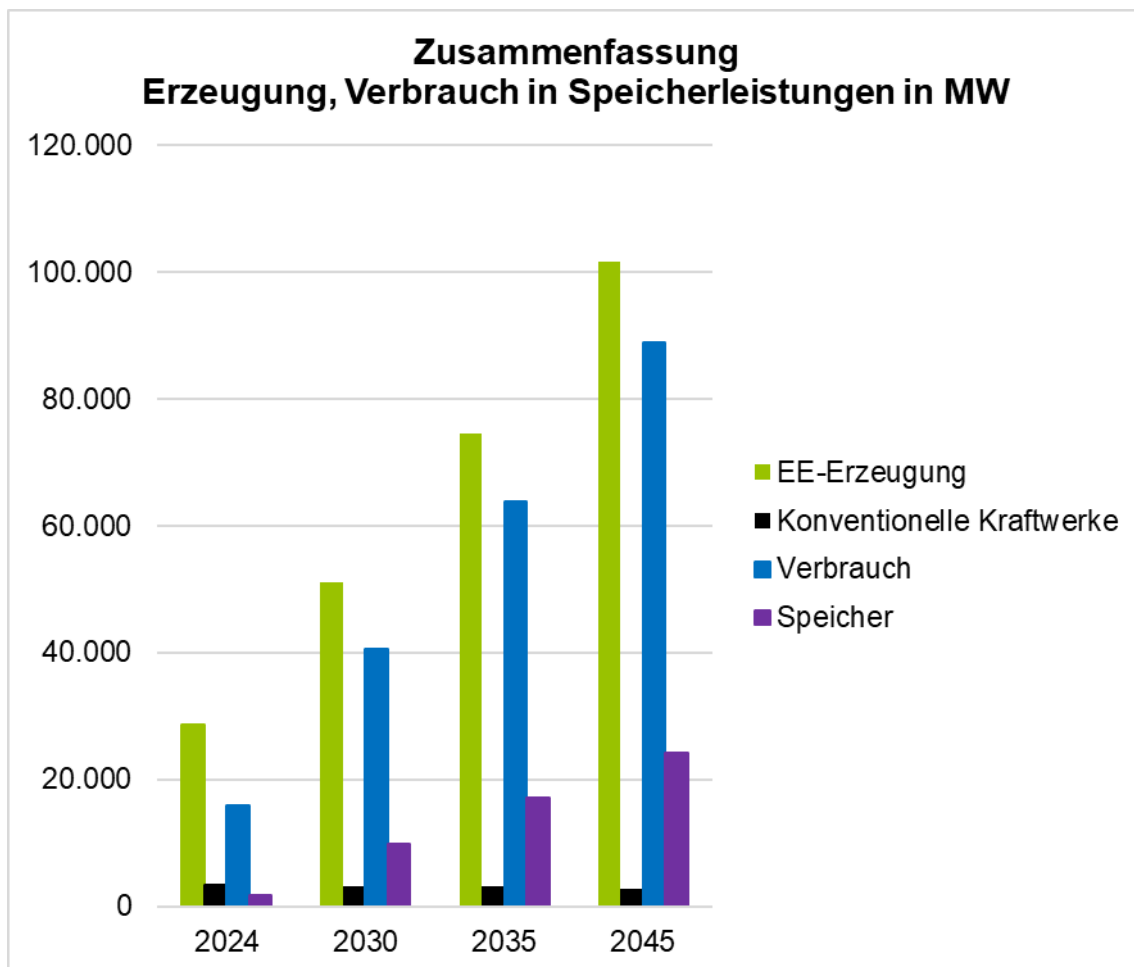


Abbildung 21: Grafische Zusammenfassung der Erzeugung, des Verbrauchs und der Speicher der PR Mitte in MW

Die Analyse zeigt:

- **Erzeugung:** Massive Zunahme erneuerbarer Energien – Photovoltaik (Gebäude und Freifläche) sowie Windenergie an Land – bei gleichzeitiger Reduktion konventioneller Kraftwerksleistung. Die installierte EE-Leistung steigt von ca. 27 GW (2024) auf über 100 GW (2045).

- **Last:** Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie führt zu deutlichem Anstieg der Netzlast. Elektromobilität ist der größte Treiber (von 2,5 GW auf über 52 GW). Weitere relevante Faktoren sind Wärmepumpen, Rechenzentren und Elektrolyseure.
- **Speicher:** Batteriespeicher wachsen stark, insbesondere Großspeicher (>1 MW), die bis 2045 eine Leistung von über 13 GW erreichen. Pumpspeicher bleiben marginal.
- **Regionalisierung 2045:** Sie beinhaltet die Basis für ein klimaneutrales Energiesystem, welches mit hoher Unsicherheit in räumlicher und zeitlicher Entwicklung behaftet ist. Die Prognose dient als Grundlage für die Netzausbaupläne der VNB, die bis Oktober 2026 veröffentlicht werden.

Das Szenario verdeutlicht die Herausforderungen für die Verteilnetze: Integration stark schwankender EE-Erzeugung, steigende Lastspitzen und Flexibilitätsbedarf. Es liefert die zentralen Eingangsdaten für die Planung eines zukunftsfähigen Stromnetzes.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Versorgungsgebiete der berichtspflichtigen VNB der PR Mitte	7
Abbildung 2: Installierte Leistung von PV-Anlagen auf oder an Gebäuden in MW.....	12
Abbildung 3: Installierte Leistungen von Freiflächen-PVA in MW	13
Abbildung 4: Installierte Windenergieleistung und jährlicher Zubau.....	14
Abbildung 5: Installierte Leistung der Onshore Windenergieanlagen in der PR Mitte in MW	15
Abbildung 6: Erzeugungsleistung sonstiger erneuerbarer Energien	18
Abbildung 7: Installierte konventionelle Kraftwerksleistungen in der PR Mitte	19
Abbildung 8: Trendverlauf Erzeugung der PR Mitte in MW	21
Abbildung 9: Installierte Leistung von dezentralen Wärmepumpen in der PR Mitte in MW	23
Abbildung 10: Installierte Leistung für zentrale Wärmepumpen in der PR Mitte in MW	24
Abbildung 11: Leistungsbedarf im Verkehrssektor in der PR Mitte	27
Abbildung 12: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchern	29
Abbildung 13: Wirksame Leistung der konventionellen Lastentwicklung der PR Mitte in MW	32
Abbildung 14: Installierte Leistung von Rechenzentren der PR Mitte in MW	34
Abbildung 15: Installierte Leistung von Elektrolyseuren in der PR Mitte in MW	35
Abbildung 16: Trendverlauf Verbrauch der PR Mitte in MW	37
Abbildung 17: Installierte Leistung der Kleinbatteriespeicher mit einer Leistung von kleiner als 1 MW für die PR Mitte in MW	39
Abbildung 18: Installierte Leistung der Großbatteriespeicher ab 1 MW der PR Mitte...	40
Abbildung 19: Installierte Leistung von Pumpspeichern in der PR Mitte in MW	41
Abbildung 20: Trendverlauf der Speicher der PR Mitte in MW	42
Abbildung 21: Grafische Zusammenfassung der Erzeugung, des Verbrauchs und der Speicher der PR Mitte in MW	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der Entwicklung der installierten EE-Leistung für die PR Mitte in MW.....	21
Tabelle 2: Zusammenfassung der Lastentwicklung für verschiedene Sektoren für die PR Mitte in MW.....	37
Tabelle 3: Zusammenfassung der Leistungen von Speichern der PR Mitte in MW	42



Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario Planungsregion Mitte in MW

VNB	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Avacon Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	1.734,0	3.075,0	4.271,0	6.165,4
	Photovoltaik Freifläche	434,0	2.072,0	5.988,0	11.052,0
	Windenergie an Land	6.913,0	13.531,0	17.449,0	19.986,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	281,6	321,0	309,0	292,0
	Konventionelle Kraftwerke	259,9	258,3	247,1	75,0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	207,9	692,2	1.399,2	2.333,5
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	104,0	346,0	700,0	1.166,0
	Elektromobilität	752,6	3.308,0	6.040,0	7.634,0
	Konventionelle Last	2.109,0	1.982,0	1.922,0	1.801,0
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	555,0	1.110,0	1.630,0
	Elektrolyseure	0,0	100,0	1.670,0	3.700,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	135,1	750,0	1.450,0	2.450,0
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	4,0	2.400,0	3.200,0	4.860,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0
Bielefelder Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	170,0	314,7	460,8	698,2
	Photovoltaik Freifläche	30,9	30,9	40,9	80,9
	Windenergie an Land	27,9	38,1	41,3	50,6
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	21,4	18,5	12,5	10,7
	Konventionelle Kraftwerke	178,4	178,4	178,4	178,4
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	38,6	77,8	192,3	845,7
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	20,0	20,0	20,0	20,0
	Elektromobilität	36,8	100,7	227,8	589,7
	Konventionelle Last	283,0	283,0	283,0	283,0
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0
	Elektrolyseure	0,0	1,3	2,6	4,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	40,0	110,0	171,8	270,6
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	7,5	174,0	184,0	224,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0

**Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario
Planungsregion Mitte in MW**



PLANUNGSREGION
MITTE

VNB	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Braunschweiger Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	86,7	238,2	362,0	490,2
	Photovoltaik Freifläche	0,0	73,1	105,2	113,2
	Windenergie an Land	3,1	0,0	0,0	0,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	26,2	26,2	26,2	46,8
	Konventionelle Kraftwerke	189,1	189,1	164,1	48,5
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	5,9	61,6	122,7	160,3
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	49,8	85,4	91,4
	Elektromobilität	55,0	397,7	644,5	946,7
	Konventionelle Last	182,5	189,1	196,8	216,9
	Stand-alone Rechenzentren	12,0	12,5	12,5	12,5
	Elektrolyseure	2,2	2,2	2,2	2,2
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	14,4	78,1	152,7	218,3
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	59,6	69,6	94,6
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0
Celle-Uelzen Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	162,0	232,0	333,0	687,0
	Photovoltaik Freifläche	77,0	124,0	199,0	516,0
	Windenergie an Land	175,0	248,0	332,0	594,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	103,0	165,0	181,0	190,0
	Konventionelle Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	31,0	69,0	121,0	173,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	1,0	13,0	15,0
	Elektromobilität	45,0	858,0	1.381,0	1.996,0
	Konventionelle Last	308,0	349,0	387,0	477,0
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	12,0	24,0	44,0
	Elektrolyseure	0,0	11,0	36,0	52,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	39,0	244,0	482,0	534,0
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	64,0	111,0	152,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	8,0	12,0

**Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario
Planungsregion Mitte in MW**



VNB	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
EAM Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	1.703,2	2.340,0	4.162,8	5.517,5
	Photovoltaik Freifläche	384,0	653,5	1.339,5	2.223,0
	Windenergie an Land	854,0	1.237,2	2.199,0	2.540,9
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	156,0	152,7	101,1	85,2
	Konventionelle Kraftwerke	76,0	73,8	61,7	47,3
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	269,4	683,6	1.086,1	1.907,4
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	19,4	40,4	203,6	463,7
	Elektromobilität	19,7	4.669,6	7.772,2	11.830,2
	Konventionelle Last	1.520,0	1.428,3	1.385,0	1.298,1
	Stand-alone Rechenzentren	40,0	350,7	351,5	352,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	20,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	408,3	658,8	1.557,4	2.156,5
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	28,0	210,7	371,7	666,3
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0
EWE NETZ GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	3.097,9	5.217,0	7.417,0	10.892,0
	Photovoltaik Freifläche	395,8	2.493,0	4.097,0	5.631,0
	Windenergie an Land	4.570,1	5.036,0	5.989,0	7.155,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	826,7	845,8	837,8	770,8
	Konventionelle Kraftwerke	400,8	531,0	528,0	488,0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	81,6	712,7	1.291,8	2.547,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen		164,8	244,3	550,2
	Elektromobilität	574,2	4.714,0	8.057,0	10.580,0
	Konventionelle Last	3.529,6	3.883,1	4.390,1	4.765,1
	Stand-alone Rechenzentren	6,0	260,0	350,0	520,0
	Elektrolyseure	6,0	33,0	55,0	100,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	426,5	1.263,0	2.140,0	3.526,0
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	24,6	2.108,8	2.963,9	4.166,3
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0

**Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario
Planungsregion Mitte in MW**



PLANUNGSREGION
MITTE

VNB	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Harz Energie Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	71,3	279,7	449,6	602,3
	Photovoltaik Freifläche	84,6	110,6	171,6	258,6
	Windenergie an Land	68,2	124,5	108,2	78,4
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	18,8	20,4	17,4	11,5
	Konventionelle Kraftwerke	13,3	19,3	21,7	1,4
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0,0	4,1	6,5	9,3
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	38,5	67,3	117,3	150,1
	Elektromobilität	62,2	169,3	439,8	551,9
	Konventionelle Last	160,1	154,7	142,1	129,6
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	10,0	20,0	50,0
	Elektrolyseure	0,0	10,0	18,8	27,3
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	35,1	60,9	110,8	123,1
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	59,9	119,9	209,9
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0
LSW Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	221,5	488,5	686,3	1.008,0
	Photovoltaik Freifläche	26,9	435,5	776,0	1.457,0
	Windenergie an Land	337,0	897,9	1.365,2	2.300,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	57,8	45,3	34,9	14,0
	Konventionelle Kraftwerke	23,0	16,4	11,0	0,0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	42,0	97,0	169,0	390,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	25,0	73,0	242,0
	Elektromobilität	39,1	675,0	1.093,0	1.569,0
	Konventionelle Last	268,0	280,6	286,3	288,0
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	54,9	167,5	261,3	449,0
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	60,3	110,5	211,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0

**Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario
Planungsregion Mitte in MW**



PLANUNGSREGION
MITTE

VNB	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Mittelhessen Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	98,0	274,0	380,2	433,5
	Photovoltaik Freifläche	29,6	57,3	77,6	90,4
	Windenergie an Land	7,9	31,0	31,0	31,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	37,5	50,1	84,2	139,2
	Konventionelle Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	11,3	41,2	56,8	61,5
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	16,0	105,9	109,8
	Elektromobilität	34,8	636,0	1.035,8	1.527,4
	Konventionelle Last	98,5	100,8	102,1	106,3
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	85,0	85,0	85,0
	Elektrolyseure	0,0	8,0	8,0	8,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	16,4	51,7	89,9	111,98
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	12,0	32,0	52,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0
NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	90,0	235,0	338,0	559,0
	Photovoltaik Freifläche	0,0	0,0	0,0	0,0
	Windenergie an Land	0,0	0,0	0,0	0,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	26,0	45,0	45,0	45,0
	Konventionelle Kraftwerke	482,0	449,0	449,0	449,0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	24,0	263,0	362,0	406,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	50,0	105,0	105,0
	Elektromobilität	31,0	231,0	494,0	598,0
	Konventionelle Last	653,0	628,0	602,0	527,0
	Stand-alone Rechenzentren	207,0	786,0	1.551,0	1.781,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	19,0	30,0	56,0	75,0
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	12,0	55,0	62,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0

**Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario
Planungsregion Mitte in MW**



PLANUNGSREGION
MITTE

VNB	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
OsthessenNetz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	354,0	617,0	797,0	957,0
	Photovoltaik Freifläche	44,0	133,0	270,0	452,0
	Windenergie an Land	169,0	299,0	417,0	513,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	21,0	37,0	32,0	8,0
	Konventionelle Kraftwerke	47,0	4,0	0,0	0,0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	45,0	97,0	146,0	177,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	3,0	18,0	33,0
	Elektromobilität	76,0	342,0	775,0	945,0
	Konventionelle Last	249,0	352,0	366,0	392,0
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	2,0	9,0	19,0
	Elektrolyseure	0,0	8,0	8,0	8,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	70,0	119,0	172,0	184,0
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	6,0	61,0	61,0	61,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0
Städtische Werke Netz + Service GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	110,3	198,0	297,0	420,0
	Photovoltaik Freifläche	3,1	7,5	44,0	60,0
	Windenergie an Land	108,5	129,5	129,5	323,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	4,0	4,0	4,0	4,0
	Konventionelle Kraftwerke	56,2	56,2	56,2	56,2
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	7,5	20,0	50,0	150,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	1,0	3,5	20,0	35,0
	Elektromobilität	39,3	80,0	160,0	500,0
	Konventionelle Last	125,0	130,0	135,0	135,0
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	0,0	100,0	200,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	12,2	25,0	50,0	79,3
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	104,7	213,7	300,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0

**Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario
Planungsregion Mitte in MW**



VNB	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Westfalen Weser Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	1.330,0	2.187,2	3.182,3	4.807,5
	Photovoltaik Freifläche	280,3	841,1	1.481,5	2.556,5
	Windenergie an Land	1.489,0	2.747,0	3.794,0	3.928,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	197,9	192,4	201,4	207,0
	Konventionelle Kraftwerke	188,7	181,6	165,4	141,7
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	203,4	469,2	644,3	837,7
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	11,6	92,1	190,2	392,4
	Elektromobilität	433,0	2.515,8	4.423,0	6.361,0
	Konventionelle Last	961,1	1.280,4	1.553,1	1.567,0
	Stand-alone Rechenzentren	0,3	5,9	17,9	17,9
	Elektrolyseure	0,0	18,0	23,0	48,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	196,9	627,2	1.003,4	1.455,8
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	18,0	787,7	1.448,8	1.537,6
	Pumpspeicher	0,0	0,0	10,0	20,0
enercity Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	133,7	297,1	417,0	537,5
	Photovoltaik Freifläche	7,2	35,9	60,0	78,0
	Windenergie an Land	6,0	6,0	6,0	6,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	56,2	76,2	76,2	76,2
	Konventionelle Kraftwerke	488,1	268,1	268,1	268,1
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	8,3	181,7	244,7	376,6
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	20,0	230,0	254,0	262,0
	Elektromobilität	129,7	1.064,6	2.003,7	3.053,5
	Konventionelle Last	525,0	566,0	606,0	725,0
	Stand-alone Rechenzentren	22,0	52,0	82,0	152,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	30,0	67,2	94,4	121,6
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	24,0	200,0	250,0	300,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0

**Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario
Planungsregion Mitte in MW**



PLANUNGSREGION
MITTE

VNB	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
ovag Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	380,0	753,0	1.017,0	1.544,0
	Photovoltaik Freifläche	47,0	232,0	439,0	629,0
	Windenergie an Land	333,0	403,0	501,0	655,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	32,0	32,0	30,0	22,0
	Konventionelle Kraftwerke	12,0	10,0	8,0	4,0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	25,0	107,0	195,0	644,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	76,0	102,0	235,0
	Elektromobilität	117,0	811,0	1.379,0	1.722,0
	Konventionelle Last	326,0	298,0	280,0	262,0
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	61,0	61,0	61,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	57,0	182,0	294,0	500,0
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	8,0	31,0	165,0	289,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0
wesernetz Bremen GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	112,0	247,0	469,0	990,0
	Photovoltaik Freifläche	1,0	23,0	23,0	28,0
	Windenergie an Land	118,0	138,0	154,0	156,0
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	10,0	10,0	10,0	10,0
	Konventionelle Kraftwerke	948,0	895,0	942,0	1.054,0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	3,0	102,0	231,0	433,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	17,0	98,0	182,0	451,0
	Elektromobilität	70,0	388,0	774,0	1.125,0
	Konventionelle Last	670,0	636,0	603,0	581,0
	Stand-alone Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0
	Elektrolyseure	12,0	60,0	60,0	60,0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	21,0	60,0	105,0	120,0
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	19,0	169,0	206,0	281,0
	Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0

**Anhang 1: Prognosedaten Regionalszenario
Planungsregion Mitte in MW**



PLANUNGSREGION
MITTE

VNB	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Σ Planungsregion Mitte	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	9.854,6	16.993,4	25.040,0	36.309,1
	Photovoltaik Freifläche	1.845,3	7.322,4	15.112,2	25.225,6
	Windenergie an Land	15.179,7	24.866,2	32.516,2	38.316,9
	Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	1.876,0	2.041,6	2.002,7	1.932,4
	Konventionelle Kraftwerke	3.362,5	3.130,2	3.100,7	2.811,6
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	1.003,8	3.679,1	6.318,4	11.452,0
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	231,5	1.282,9	2.433,7	4.321,5
	Elektromobilität	2.515,3	20.960,7	36.699,8	51.529,3
	Konventionelle Last	11.967,8	12.541,0	13.239,5	13.554,0
	Stand-alone Rechenzentren	287,3	2.192,1	3.773,9	4.924,4
	Elektrolyseure	20,2	251,5	1.883,6	4.029,5
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	1.575,8	4.494,4	8.190,7	12.375,1
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	139,1	6.514,7	9.562,0	13.466,7
	Pumpspeicher	0,0	0,0	18,0	32,0