

Regionalszenario 2023

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 in 30459 Hannover
EWE NETZ GmbH • Cloppener Str. 302 in 26133 Oldenburg
Harz Energie Netz GmbH • Lasfelder Straße 10, 37520 Osterode am Harz
LSW Netz GmbH & Co. KG • Heßlinger Straße 1-5, 38440 Wolfsburg
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 in 34123 Kassel
wesernetz Bremen GmbH • Theodor-Heuss-Allee 20, 28215 Bremen
Westfalen Weser Netz GmbH • Tegelweg 25, 33102 Paderborn

Inhalt

Inhalt.....	1
Abkürzungsverzeichnis.....	2
1 Vorwort.....	3
2 Planungsregion Mitte	4
3 Entwicklungspfad und Betrachtungshorizont.....	6
4 Methodik Prognosedaten	7
5 Entwicklung des Verbrauchs.....	8
5.1 Haushaltsverbrauch und Geräte	8
5.2 Wärme	10
5.3 Verkehr	12
5.4 Industrie	14
5.5 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)	15
5.6 Rechenzentren	16
5.7 Elektrolyse	17
5.8 Flexibilisierung der Nachfrage	18
5.9 Zusammenfassung und Nettostromverbrauch	20
6 Entwicklung erneuerbarer Energien	21
6.1 Photovoltaik	21
6.2 Wind Onshore	23
6.3 Biomasse	26
6.4 Lauf-, Speicherwasser und sonstige erneuerbare Energieträger	27
6.5 Spitzenkappung	28
6.6 Zusammenfassung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien	31
7 Regelbarer Kraftwerkspark.....	32
8 Batteriespeicher	33
9 Zusammenfassung.....	35
Abbildungsverzeichnis.....	36
Tabellenverzeichnis.....	37

Abkürzungsverzeichnis

BEV	Battery electric vehicle (batterieelektrisches Fahrzeug)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FCEV-H2	Hydrogen fuel cell electric vehicle (Brennstoffzellen betriebenes Fahrzeug)
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GWP	Großwärmepumpe
ICE	Internal combustion engine (Verbrennungsmotor)
KBA	Kraftfahrtbundesamt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
LNE	leichte Nutzfahrzeuge
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NLL	Nationale Leitstelle für Ladeinfrastruktur
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques (statistische Hierarchieebene der Europäischen Union)
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle (aufladbares Fahrzeug mit Hybridantrieb)
PKW	Personenkraftwagen
PLZ	Postleitzahl
PPA	Power Purchase Agreement
PR	Planungsregion
PtH	Power to Heat (direkte Wärmeerzeugung aus Strom)
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WindBG	Windenergiebedarfsgesetz
WP	Wärmepumpe
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Vorwort

Gemäß der Neufassung 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 30. April 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 Verteilnetzbetreiber (VNB) der Planungsregion Mitte (PR Mitte) mit einer Vor-schau 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 beteiligten 15 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 Szenariodaten auf die VNB-Ebene sowie ihre jeweilige Netzausbauplanung bedarfsweise intensiv miteinander ab.

Dieses Dokument beschreibt das Regionalszenario der PR Mitte zum Datum der Veröffentlichung am 30.06.2023. Es beinhaltet eine Prognose der Versorgungsaufgabe für die Bezugs- und Einspeisesicht hauptsächlich auf Basis des bereits durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichten Szenariorahmens 2037/2045 (2023) zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom. Die dort für die Kundengruppen und Erzeugungstypen prognostizierte Entwicklung basiert auf dem derzeitigen Stand der Technologieentwicklung und wird entsprechend für die PR Mitte aufgezeigt. Damit wird sichergestellt, dass sich die beschriebenen Entwicklungen am Klimaziel der deutschen Bundesregierung zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 orientieren.

Das hier beschriebene Regionalszenario bildet die gemeinsame Grundlage für die zu erstellenden Netzausbaupläne der einzelnen VNB in der PR Mitte.

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.

Der PR Mitte sind folgende VNB zugeordnet und aufgrund der Anzahl versorgter Letztverbraucher 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,
- Netzdienste Rhein Main GmbH,
- OsthessenNetz GmbH,
- ovag Netz GmbH,
- Städtische Werke Netz + Service GmbH,
- Wesernetz Bremen GmbH,
- Westfalen Weser Netz GmbH.

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

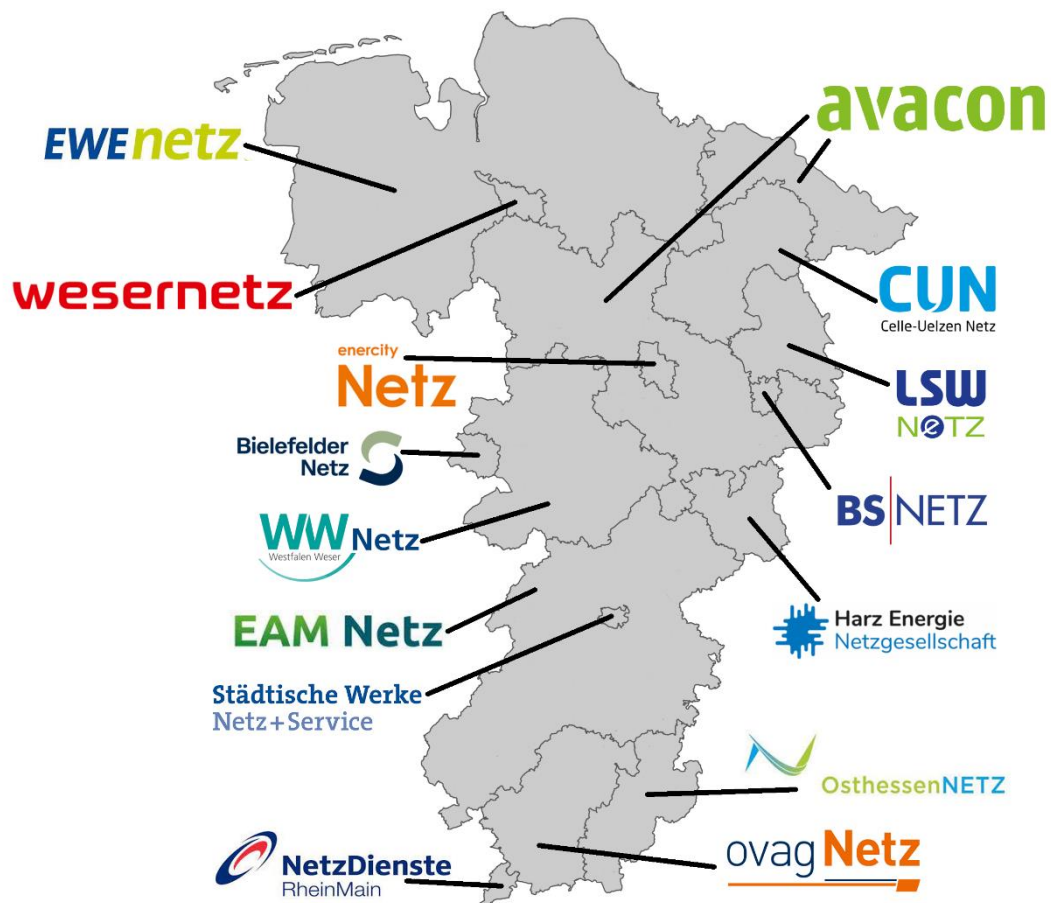


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Versorgungsgebiete der berichtspflichtigen VNB der PR Mitte

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.

3 Entwicklungspfad und Betrachtungshorizont

Das Regionalszenario der PR Mitte orientiert sich streng an den Szenarien des Szenariorahmens 2037/2045 (2023) zum NEP. Es berücksichtigt demzufolge die mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung und entspricht dem übergeordneten Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045.

Der Entwicklungspfad im Sinne des Regionalszenarios beschreibt die Veränderung relevanter Eingangsgrößen im Zeitverlauf. Das Regionalszenario betrachtet deshalb das Jahr 2045 ebenso wie die beiden Stützjahre 2028 und 2033. Es stützt sich dabei auf den im Szenariorahmen skizzierten ÜNB Szenariopfad B, bei dem die direkte Elektrifizierung maßgeblich in allen Transformationsbereichen ist. Dies macht sich insbesondere in der Industrie, im Schwerlastverkehr und in der dezentralen Wärme bemerkbar. Flexibilitäten werden, zumindest langfristig, marktorientiert eingesetzt und dienen so der Integration erneuerbarer Energien. Der Ausbau der erneuerbaren Energien folgt den langfristigen Zielen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und dem aktuellen Pfad der EEG-Novelle.

Für die Regionalisierung werden Lasten und Erzeuger betrachtet, deren räumliche Verteilung für die Bestimmung der Verteilnetzaufgaben ausschlaggebend sind.

Sie orientiert sich dabei an den regionalisierten Zahlen des Szenariorahmens, um die für Gesamtdeutschland ermittelten Prognosezahlen auf die PR Mitte zu projizieren.

Das Ergebnis der Regionalisierung definiert die Versorgungsaufgabe, die die einzelnen Verteilnetze der VNB der PR Mitte zukünftig erfüllen müssen. In den nachfolgenden Netzberechnungen werden dann potenzielle Engpässe in den bestehenden Verteilnetzen ermittelt. Die Zahlen des Regionalszenarios müssen daher vor dem Hintergrund ihrer Auswirkungen auf die Planung des Übertragungsnetzes gesehen werden. Bei der Erstellung von Zukunftsszenarien liegt es in der Natur der Sache, dass die zu treffenden Annahmen immer mit einer Unsicherheit behaftet sind. In einigen Bereichen ist diese Unsicherheit besonders groß, während in anderen Bereichen bestimmte Entwicklungen bereits als wahrscheinlicher anzunehmen sind. Es können nicht alle Entwicklungen vollumfänglich im Regionalisierungsprozess abgebildet werden. Das Regionalszenario setzt deshalb den Fokus auf Entwicklungen mit großem Einfluss auf die späteren Netzberechnungen. An dieser Stelle sei für die folgende Bearbeitung der Netzberechnungen erwähnt, dass die vorliegenden Regionalisierungszahlen noch keine Zuordnung zu den Netzebenen und damit der VNB beinhalten. Die genannten Zahlen beinhalten jeweils die Summe aller in der Region betrachteten Einflussgrößen.

4 Methodik Prognosedaten

Zur Ermittlung der Prognose der Versorgungsaufgabe wird von der PR Mitte ein Top-down-Ansatz gewählt. Dafür wird der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigte Szenariorahmen des NEP-Prozesses 2023¹ als Grundlage angenommen.

Ein entsprechender Datensatz der Prognosezahlen wird ÜNB-seitig zur Verfügung gestellt und liefert damit regionalisierte Zahlen für Einspeiser und Verbraucher für die Jahre 2030, 2037 und 2045. Wie bereits im vorherigen Kapitel beschrieben, wird der Szenariopfad B betrachtet.

Auf der Seite der Einspeiseprognosen werden auf Postleitzahl (PLZ)-Ebene Zahlen für installierte Leistungen der jeweilig vorliegenden Stützjahre verwendet und auf Gemeinde- sowie Landkreisebene aggregiert. Danach findet eine lineare Interpolation für die in dieser Regionalisierung erforderlichen Stützjahre 2028 und 2033 statt. Ergänzend wird auf der Einspeiseseite die zum 31.12.2021 installierte Leistung aus dem Marktstammdatenregister² ergänzt.

Die Datengrundlage der Verbraucherprognose der ÜNB liegt aus dem NEP als Energiemenge auf Landkreisebene vor. Auch hierfür findet eine Interpolation für die Jahre 2028 und 2033 statt.

Das vorliegende Dokument beschränkt die Darstellung der Regionalisierung auf der Aggregationsebene der PR Mitte. Im Rahmen der Erstellung der NAP der einzelnen Mitglieder der PR Mitte (Folgeprozess zur Regionalszenarioerstellung) wird eine weitere detaillierte Regionalisierung der Werte auf die verschiedenen Verteilnetzebenen erfolgen, um diese in den jeweiligen Netzberechnungen nutzbar zu machen und einen möglichen Netzausbaubedarf identifizieren zu können. Ebenso wird erst in diesem Schritt eine Definition der jeweiligen Berechnungsannahmen, wie beispielsweise Gleichzeitigkeiten, erfolgen.

In diesem Zusammenhang ist es wahrscheinlich, dass es zu Veränderungen in der regionalen Zuordnung kommt, da neben den Zielen der Bundesrepublik auch noch kommunale Ziele verfolgt werden. Durch diesen Ansatz verfolgt die PR Mitte grundsätzlich den Ansatz, die Ziele der Bundesregierung, die top-down von den Übertragungsnetzbetreibern regionalisiert wurden, mit den Bottom-up-Zielen der jeweiligen Kommunen und VNB zu harmonisieren.

¹ <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023> (Besucht: 16.06.2023).

² <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> (Besucht: 16.06.2023).

5 Entwicklung des Verbrauchs

5.1 Haushaltsverbrauch und Geräte

Die Entwicklung der allgemeinen Haushaltslast, also der Verbraucher / 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 Energieeffizienzrichtlinie³ sowie der Ökodesign-Richtlinie⁴ und konkret vor allem der Verordnung zu Ökodesign-Anforderungen an den Stromverbrauch elektrischer und elektronischer Haushalts- und Bürogeräte im Bereitschafts- und im Aus-Zustand - "Stand-by-Verordnung"⁵ 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, 2019: 1,99 Pers./HH)⁶ und vor allem durch sogenannte Rebound-Effekte, also den Anschluss / die Nutzung neuer, zusätzlicher oder größerer Geräte, größtenteils kompensiert.

Die nachfolgende Abbildung 2 illustriert diese Effekte:

³ Richtlinie 2012/27/EU.

⁴ Richtlinie 2009/125/EG.

⁵ Verordnung (EG) Nr. 1275/2008 - wird zum 09.05.2025 durch Verordnung (EU) 2023/826 ersetzt.

⁶ Stat. Bundesamt - Privathaushalte: Deutschland, Jahre (bis 2019), Haushaltsgröße (12211-9022).

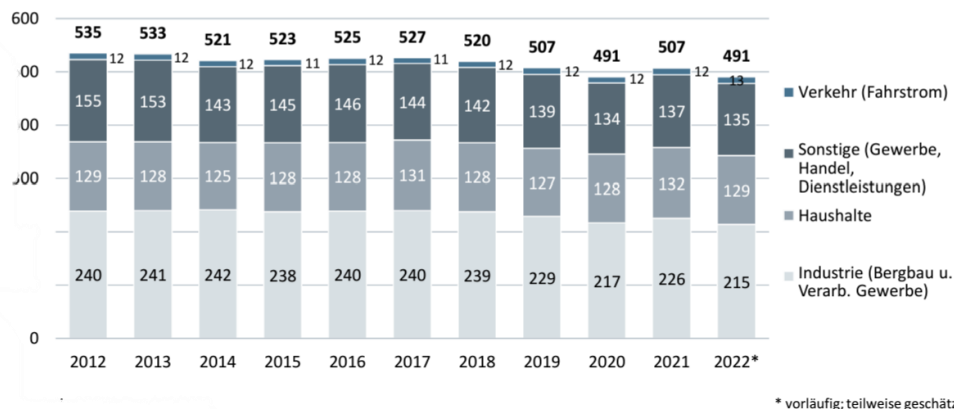


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchern^{7 8}

Der Energieverbrauch der deutschen Privathaushalte ist trotz Einführung immer strengerer Energieeinsparvorgaben seit 2012 in Summe nicht signifikant gesenkt worden und lag 2022 wie schon 2012 bei 129 TWh.

Die übergeordnete Energieeffizienz-Richtlinie der EU⁹ befindet sich aktuell (Stand April 2023) in der Novellierung. Das neue Ziel der EU sieht voraussichtlich 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 damit neben dem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin maßgeblich auch das Ziel “efficiency first”, um die Klimaziele möglichst volkswirtschaftlich effizient zu erreichen.

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 und mögliche

⁷ Destatis, BDEW; Stand 12/2022.

⁸ Jahresbericht: Die Energieversorgung 2022, BDEW (Hrsg.), 20.12.2022, S. 35.

⁹ Richtlinie 2012/27/EU.

Änderungen in den kommenden regelmäßigen Novellierungen des Regionalszenarios entsprechend berücksichtigen.

In diesem Punkt weichen die Planungen der PR Mitte folglich vom Szenariorahmen des NEP der ÜNB ab, der im ersten Entwurf bis 2037 ein Senkungspotential von 10 bis 18 % und bis 2045 von 10 bis 28 % ausweist. (vgl. 1. Entw. NEP Kapitel 2.3.1).¹⁰

Aus den obigen Überlegungen heraus wird für die Stützjahre ein konstanter Verbrauch von 18,94 TWh in der PR Mitte angenommen, wie die Abbildung 3 zeigt.

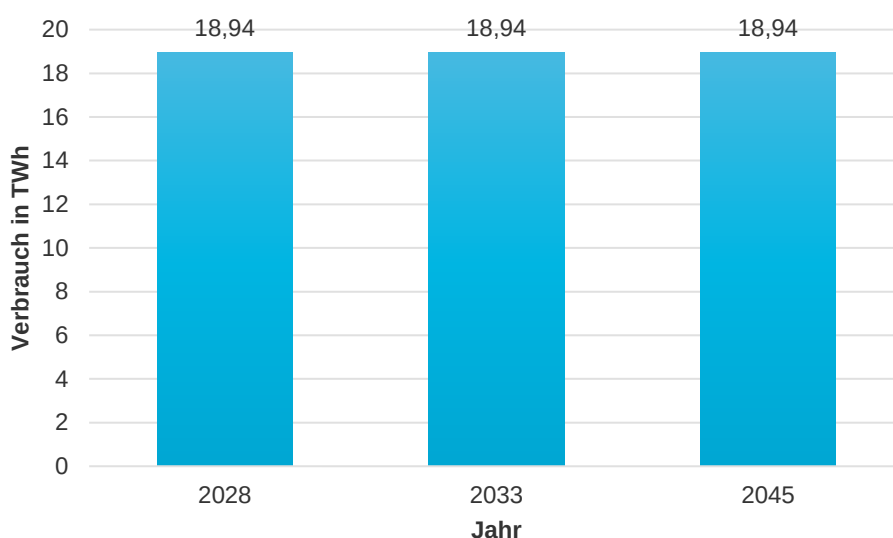


Abbildung 3: Energieverbrauch der Haushalte in der PR Mitte

5.2 Wärme

Relevant für das Stromnetz sind wärmeseitige Substitutionen bestehender (fossil-befuerter) Anlagen durch Einheiten, die elektrische Energie als Primärenergie einsetzen. Hierunter sind die Anwendungszwecke "Raumwärme" und "Warmwasserbereitung" zu subsumieren. Der Anwendungszweck "(industrielle) Prozesswärme" wird im Abschnitt 5.4 Industrie näher betrachtet.

Bei der Szenarioerstellung ist also vor allem der Ersatz von Öl- und Erdgasheizungen durch elektrisch betriebene Wärmepumpen zu betrachten. Ebenso ist, dort wo bestehend, die Umstellung der Fernwärmeversorgung auf erneuerbare Energiequellen zu berücksichtigen, da diese heute zumeist noch aus großen, fossil befeuerten

¹⁰ https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/NEP_2037_2045_V2023_1_Entwurf_Kap2.pdf (Besucht: 16.06.2023).

(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.

Im Bereich der Wärmepumpen zur Raumwärmeversorgung wird außerhalb der Wärmenetze (Fern- und Nah-Wärmenetze) von einem flächigen Anstieg der Nutzung von Wärmepumpen ausgegangen. Auslegungsrelevante Einflussfaktoren für die Wärmenetze sind hierbei insbesondere sowohl die sich aus den Betriebszeiten der Wärmepumpen (sowie der bei diesen oftmals 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 beheizenden Gebäude definiert wird. Elektrobasierte Großwärmeerzeuger (GWP & PtH-Anlagen), bei denen zumeist eine direkte Wärmeeinspeisung in Fern- und Nahwärmenetze erfolgt, werden voraussichtlich größtenteils eine elektrische Leistung von 10 bis zu 100 MW aufweisen. Durch die Nutzung von Wärmespeichern müssen diese Großanlagen nicht zwingend in der Lastspitze enthalten sein und können zeitlich flexibel eingesetzt werden.

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 der Abbildung 4 dargestellten Prognosewerten ausgegangen.

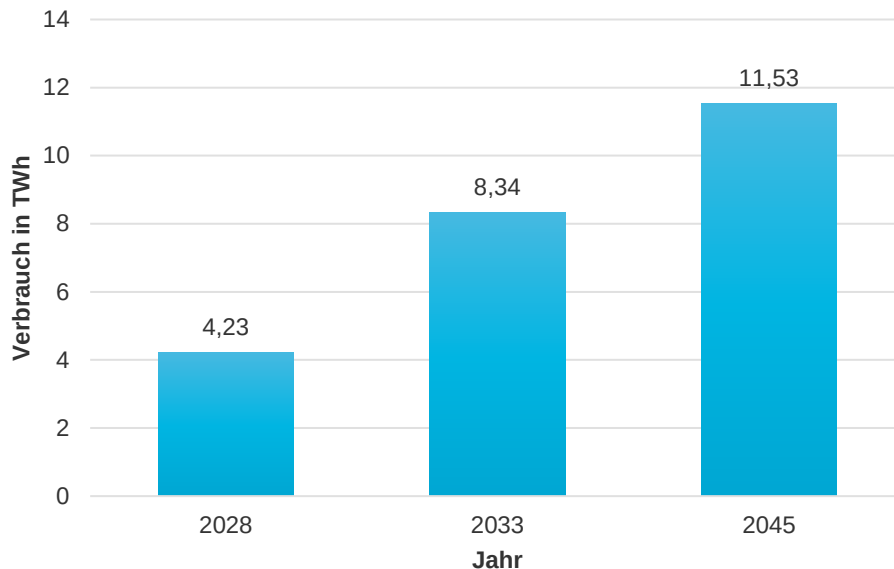


Abbildung 4: Energieverbrauch für Wärmepumpen im Haushalts- und GHD-Sektor in der PR Mitte

5.3 Verkehr

Die Prognose für den Verkehr der PR Mitte stützt sich auf die Prognosen der ÜNB im Szenariorahmen 2023 und den darin enthaltenen Studien. Daher wird für die PR Mitte angenommen, dass zukünftig ein Großteil der Personenkraftwagen (PKW) und nennenswerte Teile im Bereich der Nutzfahrzeuge elektrisch betrieben werden.

Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) hat eine Berechnung für die jeweiligen Planungsregionen für die noch zu installierende öffentliche Ladeleistung bis 2030 vorgenommen. Als Grundlage für diese Berechnung wurden für das Jahr 2030 15 Mio. batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) sowie 5 Mio. Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV) angenommen. Die Bestandsinfrastruktur wurde bereits berücksichtigt und der Anteil an Haushalten mit privater Lademöglichkeit ist mit ca. 60% definiert. Von der NLL bereitgestellte Daten werden insofern in der Regionalisierung berücksichtigt, als dass sie indirekt als Orientierungswerte dienen.

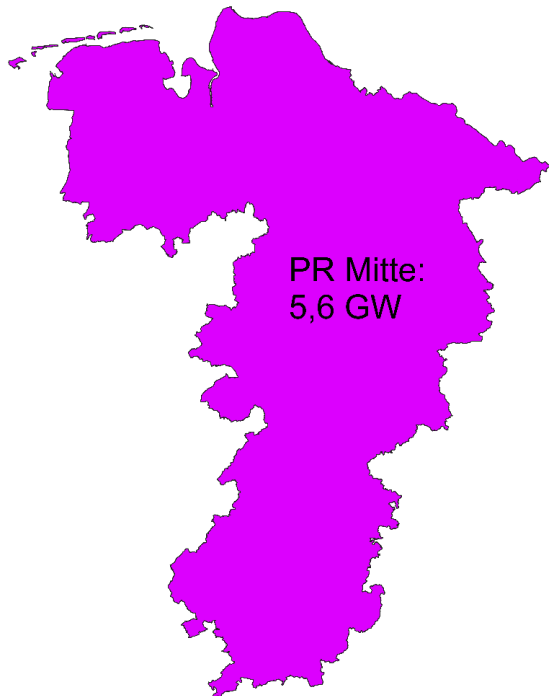


Abbildung 5: Noch zu installierende öffentliche Ladeleistung bis 2030 nach NLL

Unter Elektrofahrzeugen werden im Szenariorahmen Annahmen zu batterieelektrischen PKW (BEV), Plug-in-Hybriden (PHEV), leichten und schweren Nutzfahrzeugen (N1, N2, N3), Oberleitungs-Hybrid-LKW, Schienenverkehr sowie Busverkehr zusammengefasst und für die Stützjahre 2028, 2033 und 2045 aufgeführt.

Mit Wasserstoff oder anderen strombasierten Kraftstoffen (E-Fuels) betriebene Fahrzeuge werden im Szenariorahmen nicht dediziert betrachtet, da sie keine 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 6 prognostizierten Energieverbrauchswerte für den Verkehrssektor. Hierbei wurde das Szenario B gewählt und die Stützjahre 2028 sowie 2033 interpoliert.

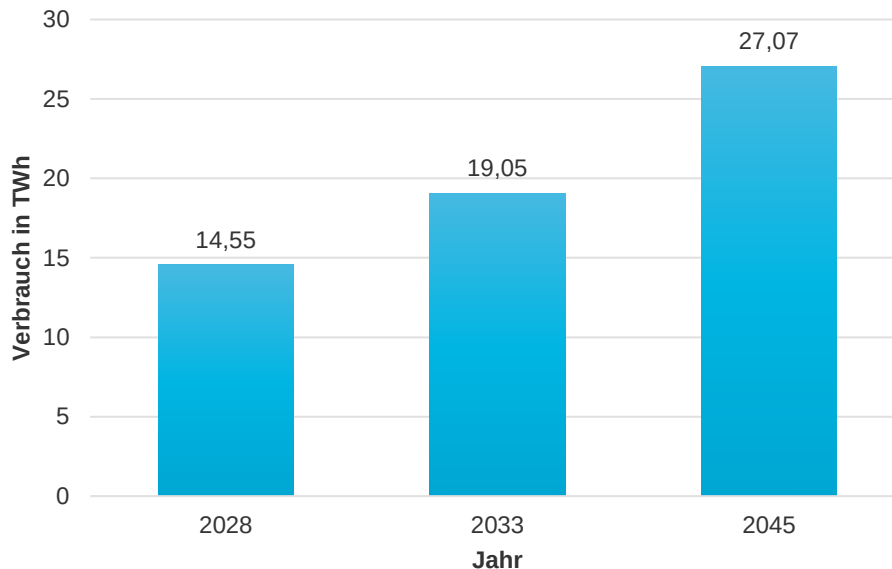


Abbildung 6: Energieverbrauch im Verkehrssektor in der PR Mitte

5.4 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. In dem für die vorliegende Regionalisierung betrachteten Szenario B wird von einer

stärkeren Nutzung von Strom ausgegangen. 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 im Szenario B als hoch angenommen wird.

Die folgende Abbildung 7 zeigt die Entwicklung des Strombedarfes für die PR Mitte:

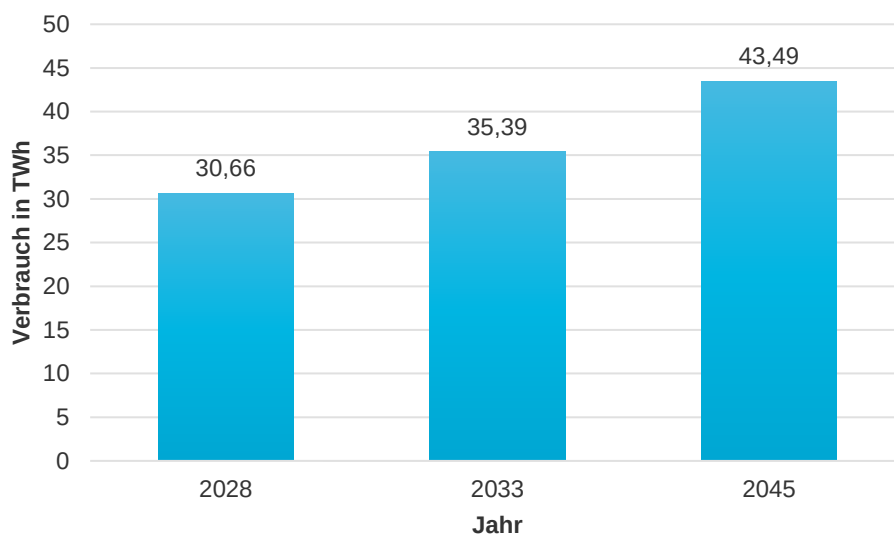


Abbildung 7: Energieverbrauch der Industrie in der PR Mitte

5.5 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. Der Sektor ist bereits zu einem hohen Anteil elektrifiziert. Die Treibhausgasintensität der klassischen Stromanwendungen (Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnologie etc.) sowie bereits elektrifizierter Antriebstechnologien sinkt mit zunehmender Dekarbonisierung des Strommixes. Daneben ist zum einen eine Effizienzsteigerung zur Reduzierung des Energiebedarfs und zum anderen eine Umstellung auf klimaneutrale Energieträger erforderlich.

Insgesamt wird sowohl von den ÜNB als auch der PR Mitte zukünftig für den Stromverbrauch des GHD-Sektors ein etwas geringerer Verbrauch in bestehenden Anwendungen unterstellt und somit ein leichter Rückgang des Gesamtenergieverbrauchs für

diesen Sektor prognostiziert. Die zusammenfassende Entwicklung des Stromverbrauchs im Bereich GHD in der PR Mitte zeigt die folgende Abbildung 8:

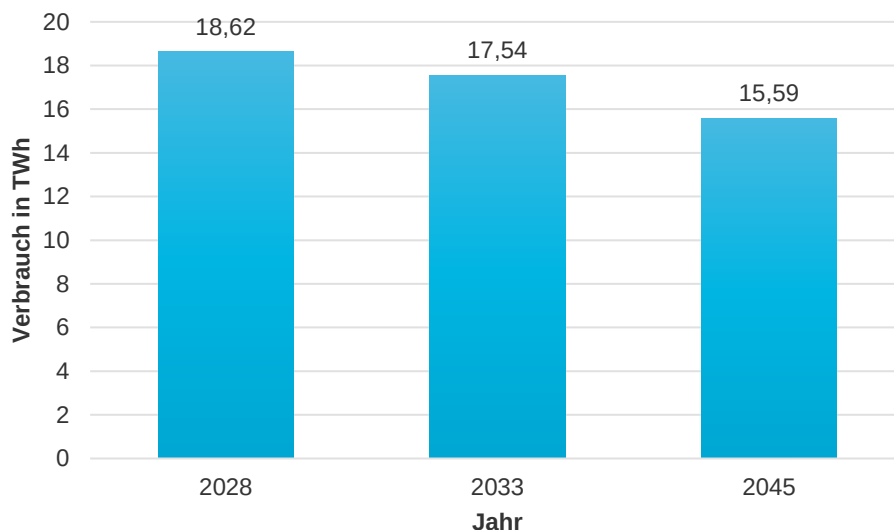


Abbildung 8: Energieverbrauch des Sektors GHD in der PR Mitte

5.6 Rechenzentren

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.

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.

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.

Die PR Mitte teilt die Auffassung des Szenariorahmens der ÜNB, dass auch in Zukunft weitere signifikante Laststeigerungen durch bestehende und neue Rechenzentren zu erwarten sind. Darüber hinaus werden im Rahmen der Leistungsprognose im Vergleich zum NEP weitere Leistungszuwächse der VNB berücksichtigt, die erst nach der Großverbraucherabfrage der ÜNB bzw. BNetzA bei den VNB eingegangen sind.

Im Regionalszenario und den darauf aufbauenden Netzausbauplänen werden jedoch keine Aussagen getroffen, aus denen sich Rückschlüsse auf Planungen einzelner Rechenzentrumsbetreiber ziehen lassen. Die betroffenen VNB werden trotzdem die Planungen dieser Anschlusspetenten in die Netzausbauplanungen einbeziehen und ggf. Maßnahmen daraus ableiten. Dabei wird die PR Mitte nur die Projekte berücksichtigen, deren Realisierungen vom jeweiligen VNB als wahrscheinlich angenommen wird, genauer gesagt bedeutet dies ggf. vorliegende Doppelanfragen zu plausibilisieren. Indikatoren dafür sind, dass:

- die Investoren die Anschlussleistung mit einem verbindlichen und nachvollziehbaren Leistungshochlauf anfragen (verbunden mit der Zahlung von Baukostenzuschüssen) und die Leistung vom Netzbetreiber in Abhängigkeit von einem Netzausbau/-anschluss reserviert wurde.
- der VNB einen erkennbar kontinuierlicher Projekt-/Erweiterungsfortschritt für einen neuen potenziellen oder bereits bestehenden Standort verzeichnet.
- wiederholte unverbindliche Anfragen, die die Attraktivität eines Standortes erkennen lassen und beim jeweiligen VNB zu der Einschätzung führen, dass sich in einem Gebiet absehbar die Ansiedlung eines Rechenzentrums anbahnt.

5.7 Elektrolyse

Die Herstellung und Nutzung von Wasserstoff wird 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 ist die Nutzung von Wasserstoff unerlässlich für ihr Fortbestehen in einem klimaneutralen System. 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 Elektrolyse:

- 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.

Bei der Prognose der Energiemengen für Elektrolyseure geht der Szenariorahmen insgesamt davon aus, dass 65 % des benötigten Wasserstoffs langfristig importiert wird. Lediglich ein Anteil von 35 % wird aus inländischen Anlagen gewonnen.

Neben der Einspeisung in vorhandene, zu ertüchtigende oder neu zu errichtende Rohrleitungsnetze bei räumlicher Trennung von Erzeugung und Verbrauch (offsite) können Elektrolyseure auch verbrauchsnahe, z.B. in Industriearealen, errichtet werden (onsite). Die vorliegende Regionalisierung der Leistung von Elektrolyseuren orientiert sich an Standorten mit besonders hohen regionalen Überschüssen aus EE-Stromerzeugung bzw. an geeigneten Standorten zur Vermeidung von Netzengpässen und Redispatchbedarf. Damit richtet sich die Prognose der Elektrolyseure an der zu erwartenden installierten EE-Leistung. Weiterhin sind für die Sektorenkopplung vor allem Standorte interessant, bei denen sich Knoten oder leistungsfähige Leitungen von Strom- und Gasnetzen in räumlicher Nähe zueinander befinden.

Die anteilige installierte Leistung von Elektrolyseuren in der PR Mitte wird analog zum Szenariorahmen bis 2045 auf 6,36 GW eingeschätzt. Mit 3.000 Volllaststunden ergibt sich eine Energiemenge von 19,08 TWh.

5.8 Flexibilisierung der Nachfrage

Es wird vielfach erwartet, dass eine Flexibilisierung der Stromnachfrage, abhängig insbesondere vom zeitgleichen Dargebot überschüssiger erneuerbarer Energien, in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird. Hier stehen insbesondere „flexible Verbraucher“ im Fokus, wobei besonders Batteriespeicher angeführt werden, die absehbar in Elektroautos, als Heimspeicher und als Großspeicher im Netz verfügbar sein werden. Ebenfalls angeführt werden Elektrolyseure zur Herstellung von sog. grünem Wasserstoff aus dem o. g. Überschuss.

Im Folgenden wird ein Überblick über die aktuell diskutierten Flexibilitätsoptionen in Haushalt, Gewerbe, Industrie und bei Elektrolyseuren und Großbatteriespeichern gegeben:

Haushaltsnahe Flexibilitäten

Unter haushaltsnahen Flexibilitäten werden der Einsatz von Wärmepumpen und das Laden von Elektrofahrzeugen zusammengefasst. Im Szenariorahmen wird zwischen „netzorientiertem“ und „marktorientiertem“ Einsatz unterschieden. Bei netzorientiertem Verhalten werden flexible Lasten hin zu Zeitpunkten mit weniger Last im Netz verschoben. Die aktuelle EnWG §14 a – Novellierung (Referentenentwurf) befindet sich in der zweiten Konsolidierungsphase und konnte daher noch keine Berücksichtigung finden. Bei marktorientiertem Einsatz findet der flexible Verbrauch zu Zeiten hohen erneuerbaren Angebots statt. Im betrachteten Szenario B wird in den Jahren 2037 und 2045 von einem Anteil marktorientierter Einheiten im privaten Haushalten von 100 % ausgegangen.

Flexibilitäten in GHD und Industrie

Es wird angenommen, dass die Flexibilisierung der Stromnachfrage in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung über das Lastmanagement erfolgt. Dieses wird auch als Demand Side Management (DSM) bezeichnet. Durch verschiedene wirtschaftliche Anreize, wie z.B. zeitlich variable Tarife oder pauschale Zahlungen, findet eine Verschiebung der zeitvariablen Lasten hin zu weniger lastintensiven Phasen statt. Dadurch werden Lastspitzen reduziert sowie erneuerbare Energie besser integriert.

Inhaltlich strittig bei der Diskussion um Flexibilitäten ist dabei die Frage,

- in welchem Umfang Flexibilitäten langfristig von den Kunden bereitgestellt werden oder/und diese zur Bereitstellung verpflichtet werden können, und
- ob bereitgestellte Flexibilitäten markt- oder netzdienlich eingesetzt werden. Die BNetzA geht überwiegend von einem marktdienlichen Einsatz aus¹¹. Dieser kann unter ungünstigen Umständen sogar netzschädlich sein.

In diesem Sinne können Flexibilitäten für eine seriöse Auslegung von Verteilnetzen zwangsläufig heute nur eine nachrangige Rolle spielen. Sie werden daher in diesem Regionalszenario sowie bei der nachfolgenden Erstellung der NAP vernachlässigt.

¹¹ Genehmigter SzR zum NEP 2023-37/45, S. 42.

5.9 Zusammenfassung und Nettostromverbrauch

In der nachfolgenden Tabelle 1 wird die sektorale Verbrauchsentwicklung der PR Mitte dargestellt. Aus der Summe der sektoralen Verbrauchsbetrachtung ergibt sich der Nettostromverbrauch.

Tabelle 1: Zusammenfassung des Verbrauchs für verschiedene Sektoren für die PR Mitte

Verbrauch [TWh]	2028	2033	2045
Haushalt	18,94	18,94	18,94
GHD	18,62	17,54	15,59
Wärmepumpen	4,23	8,34	11,53
Verkehr	14,55	19,05	27,07
Industrie	30,66	35,39	43,49
Rechenzentren	*	*	*
Elektrolyse	-	-	19,08
Nettostromverbrauch	87	99,26	135,70

*Aufgrund der volatilen Anfragen in der schnelllebigen Rechenzentren-Branche sind Verbrauchswerte für Rechenzentren in der PR Mitte aus heutiger Sicht nicht vollständig bekannt (siehe hierzu 5.6).

6 Entwicklung erneuerbarer Energien

Erneuerbare Energien spielen auf dem Weg zur Klimaneutralität eine entscheidende Rolle. Sie sind zur Zeit der einzige Weg, CO₂-lastige Erzeugung aus Kohle, Gas und Öl umfangreich bis vollständig zu substituieren. Fossil befeuerte thermische Kraftwerke werden stillgelegt oder auf regenerative Brennstoffe umgestellt und stehen damit zukünftig nur noch eingeschränkt für die Energieerzeugung zur Verfügung. Das nachfolgende Kapitel beschreibt den zu erwartenden Zubau an erneuerbaren Energien im Netzgebiet der PR Mitte und gibt Aufschluss zu den Prognosen für die jeweiligen Stützjahre des Szenariorahmens.

6.1 Photovoltaik

Die Photovoltaik ist neben der Windenergie der zweite wesentliche große Treiber der Energiewende. Sie trägt insbesondere im Sommerhalbjahr bereits heute maßgeblich bundesweit zur klimaneutralen Energieversorgung bei. 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 und vom Sonnenstand abhängige Volllaststunden auf.

Im vorliegenden Regionalszenario wird zwischen Aufdach- und Freiflächen-PVA unterschieden, wobei die gesonderten Agri-PVA dem Freiflächensektor und sämtliche PVA auf und an baulichen Anlagen den Aufdachanlagen zugeordnet werden. Eine Differenzierung der Gebäudenutzung wird nicht berücksichtigt, so können sich die Aufdachanlagen sowohl auf privaten als auch auf gewerblichen Objekten befinden. Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass sich der Zubau von Aufdachanlagen fortlaufend dynamisiert. Aus den NEP Szenariodaten trägt innerhalb der PR Mitte daher das Aufdachpotenzial zu einem größeren Anteil der gesamten PV-Anschlussleistung bei.

Insgesamt ergeben sich so die folgenden regionalisierten Leistungen für die PR Mitte:

Tabelle 2: Installierte Leistung an Photovoltaik

Photovoltaik	Ist-Bestand	Szenario 2028	Szenario 2033	Szenario 2045
Installierte Leistung [GW]	5,78	22,74	35,54	54,25
Errechneter Zubau p.a. [GW]	0	2,83	2,56	1,56
Volllaststunden [h/a]	950			
Ø Lebensdauer [a]	25			

Überführte Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber

Bei Photovoltaikanlagen wird von einer durchschnittlichen Lebensdauer von etwa 25 Jahren ausgegangen. Aufgrund des betrachteten Zeitfensters dient diese Annahme lediglich zur Ermittlung des Bruttozubaues und hat keine Auswirkungen auf die installierte Leistung im Jahr 2045. Es wird von keinem signifikanten Rückbau von PVA nach Auslauf der Lebensdauer ausgegangen, sondern von einem Repowering der Anlagen. Aufgrund der flächendeckenden Umstellung auf WP wird die Solarthermie zukünftig eher als Nischentechnologie betrachtet. Als weitere Annahme werden, nach erfolgter Regionalisierung und Modellierung, die Erzeugung der Anlagen nach konkretem Standort und dem Wetterjahr 2012 ermittelt.

Regionalisierung

Für die o. g. Stützjahre sind installierte Leistungen auf Gemeinde- und Landkreisebene durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelt und einbezogen worden. D.h. die bundesweite Gesamtleistung ist konkret regional aufgeteilt. Somit kommt keine gesonderte Methodik der Regionalisierung zur Anwendung. Weiterhin finden die kommunalpolitischen oder länderinternen Ausbauziele, der regionale historische Zubau und die momentane Antragslage der VNB erst in den NAP eine separate Berücksichtigung. Die nachfolgende Abbildung 9 zeigt abschließend die Planungsprognose der PR Mitte für die zu erwartende installierte PVA-Leistung.

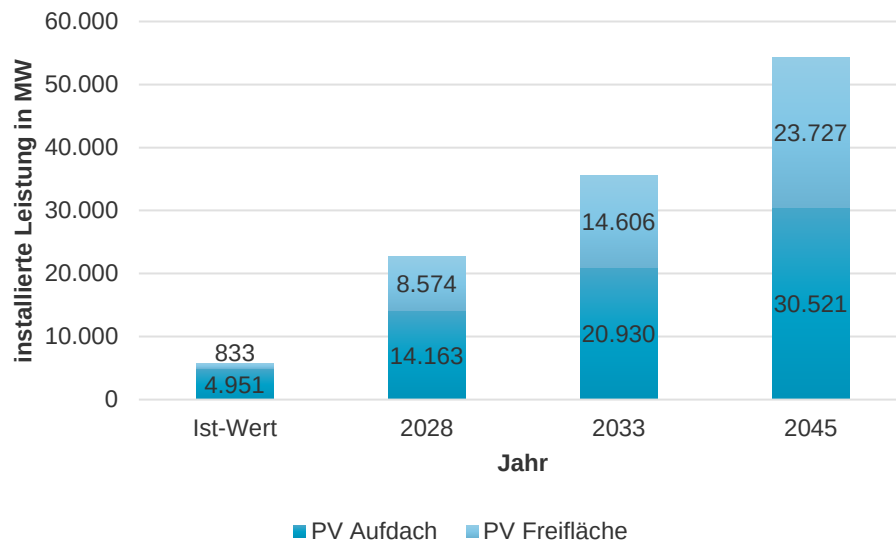


Abbildung 9: Installierte Leistung der Photovoltaik in der PR Mitte

6.2 Wind Onshore

Gemessen an der Energieerzeugung stellt die Onshore-Windenergie auch in Zukunft die neben der Photovoltaik wichtigste erneuerbare Erzeugungstechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität dar. Daher sind die Annahmen zum weiteren Ausbau der Windenergie von besonderer Bedeutung für den Netzentwicklungsprozess. Nach einem schnellen Ausbau von Windenergieanlagen (WEA) bis zum Jahr 2017 ist dieser in

den folgenden Jahren stark eingebrochen, was in der nachfolgenden Abbildung 10 ersichtlich ist.

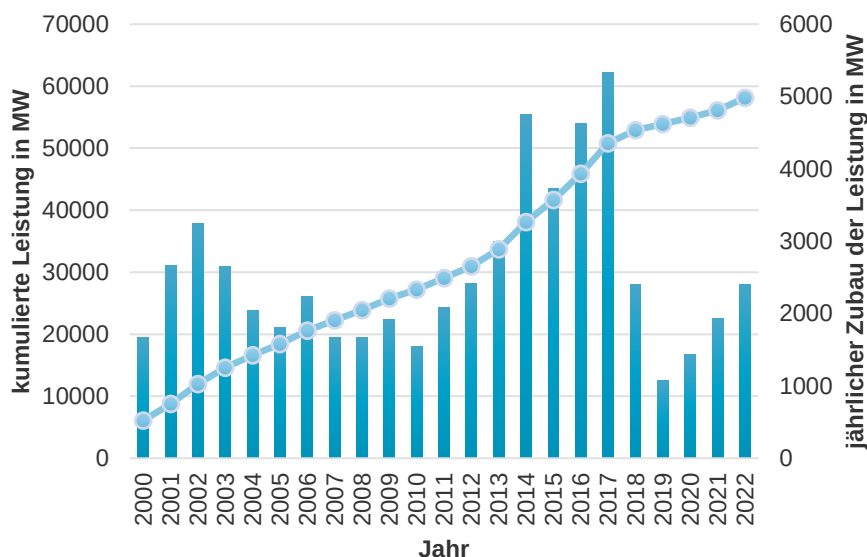


Abbildung 10: Installierte Windenergieleistung und jährlicher Zubau

Im Jahr 2022 wurden 551 neue Onshore WEA mit einer Leistung von 2.403 MW installiert. Am 31.12.2022 waren insgesamt 28.443 Onshore WEA mit einer installierten Leistung von 58.106 MW in Betrieb.¹²

Im Vergleich zu PVA gibt es bei WEA immer noch Akzeptanz- und Flächenverfügbarkeitsprobleme sowie langwierige Genehmigungsprozesse, welche den Ausbau aktuell nicht unerheblich verzögern. Im Koalitionsvertrag beschrieben und mit dem Entwurf des EEG 2023 präzisiert wurde ein ambitionierter Ausbaupfad für Windenergieanlagen an Land, welcher voraussetzt, dass die bestehenden Probleme schnellstmöglich beseitigt werden und der Ausbau deutschlandweit, bereits kurzfristig, stark beschleunigt werden kann. Um die gesteckten Ausbauziele erreichen zu können, müssen neben den idealen Windstandorten, vornehmlich im Norden Deutschlands, auch Standorte im Süden Deutschlands bebaut werden. Die Grundlage der Flächenverfügbarkeiten bildet dabei das mittlerweile im „Entwurf eines Gesetzes zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land“ konkretisierte 2-Prozent-Flächenziel, wonach zur Erreichung der EEG-Ausbauziele mindestens 2 Prozent der Bundesfläche für die Windenergie auszuweisen sind. Der Zielkonflikt zwischen einem klimaneutralen Energiesystem einerseits sowie Schutzabständen und Naturschutzaspekten andererseits muss für ein Gelingen der Energiewende gelöst werden. Der Entwurf des Wind-

¹² <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/> (Besucht: 16.06.2023).

an-Land-Gesetz kann als erster Schritt zur Lösung dieses Zielkonfliktes gesehen werden.

Im EEG 2023 finden sich konkrete Ausbauziele für den Ausbau von Wind Onshore, die als Grundlage der Annahmen in allen Szenarien dienen. Es wird angenommen, dass die Ziele des EEG 2023 in allen Szenarien erreicht werden. Für das Zieljahr 2037 gibt das EEG 2023 keine konkrete Vorgabe einer installierten Leistung. Mit den Zielen für das Jahr 2035 und 2040 ist jedoch auch für 2037 eine mögliche Bandbreite gegeben. Der konkrete Wert für 2037 wird dabei linear zwischen den Jahren interpoliert. Auch für das Zieljahr 2045 gibt es keine konkrete Zielvorgabe, jedoch wird im EEG 2023 für die Zeit nach 2040 von einer angestrebten Erhaltung der bis dahin installierten Leistung gesprochen. Konkret werden für 2035 150 GW und für 2040 160 GW im EEG vorgegeben. Der Szenariopfad B folgt exakt diesem Ausbaupfad.

In der Genehmigung des Szenariorahmens wird zur Ermittlung des Bruttozubaues für Wind Onshore eine durchschnittliche Lebensdauer von 22 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 Bruttozubaues und hat keinen Einfluss auf die installierte Leistung im Zieljahr. In der Zubaumodellierung der Regionalisierung wird Repowering berücksichtigt und repoweringfähige Standorte werden bevorzugt bebaut.

In der nachfolgenden Abbildung 11 sind für die relevanten Stützjahre 2028, 2033 und 2045 die zu erwartenden installierten Leistungen für Onshore Windkraft für die PR Mitte dargestellt.

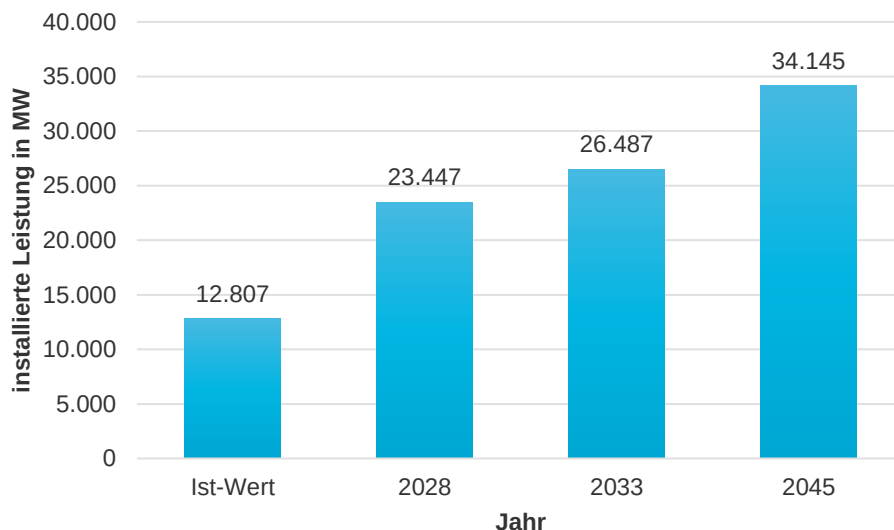


Abbildung 11: Installierte Leistung der Onshore Windenergieanlagen in der PR Mitte

6.3 Biomasse

Die zukünftige Entwicklung und der Beitrag der Biomasse zur Stromversorgung in Deutschland ist derzeit schwer prognostizierbar und im Wesentlichen abhängig von politischen Rahmenbedingungen. Die installierte Leistung der Biomasseanlagen betrug deutschlandweit Ende 2022 ca. 10,5 GW. Die Bundesregierung sieht in Ihren Ausbaupfaden gemäß § 4 EEG eine installierte Leistung von 8,4 GW im Jahr 2030 vor. Der genehmigte Szenariorahmen 2023-2037/2045 geht in allen Szenarien von einem Rückgang der installierten Leistung auf 4,5 GW im Jahr 2037 und auf 2,0 GW in 2045 aus. 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 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 nur schwer umsetzbar ist. Das EEG 2023 sieht hierfür die Möglichkeit einer Weiterförderung (für 10 Jahre) für Bestandsanlagen durch Teilnahme an den Ausschreibungen vor. Aufgrund abnehmender Ausschreibungsvolumina für die Jahre 2023-2028 ist jedoch insgesamt von einem Rückgang der installierten Leistungen auszugehen. Für die PR Mitte entwickelt sich der Ist-Wert von 1,8 GW nach einem Anstieg auf 2,1 GW im Jahr 2028, im Wesentlichen begründet durch die Möglichkeit zur Laufzeitverlängerung

von Bestandsanlagen, zurück auf 1,6 GW im Jahr 2033 und 0,4 GW im Jahr 2045 (Abbildung 12). Aufgrund des verhältnismäßig 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.

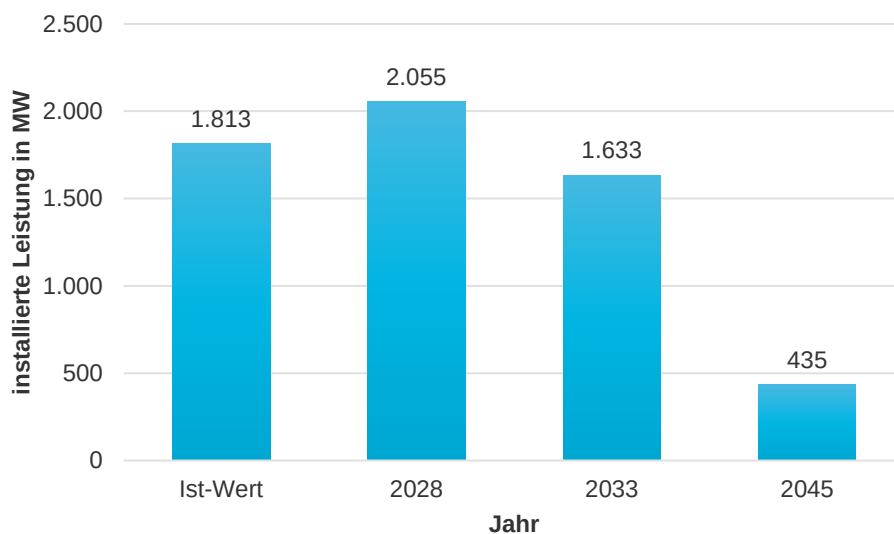


Abbildung 12: Installierte Leistung an Biomasse der PR Mitte

6.4 Lauf-, Speicherwasser und sonstige erneuerbare Energieträger

Wasserkraft wird bereits seit Jahrhunderten vom Menschen genutzt und dient auch heute noch als Quelle erneuerbarer Energie. Im Gebiet der PR Mitte wird sie vor allem in Form von Talsperren in Mittelgebirgen und mithilfe von Laufwasserkraftwerke entlang größerer Gewässer genutzt.

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 unwahrscheinlich. Eventuelle Einzelprojekte sollten daher gesondert betrachtet werden.

Eine mögliche, aber ebenfalls eingeschränkte, Möglichkeit zur Erhöhung der Leistung besteht durch das Ersetzen alter Anlagen durch neue Technik mit mehr Leistung (Repowering). Die Leistungssteigerungen sollten durch bestehende Strukturen jedoch keinen größeren Einfluss auf die Netze haben. Daher ist auch in Zukunft in etwa mit der vorhandenen Erzeugungslleistung aus Wasserkraft zu rechnen.

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.

Insgesamt spielt daher die aktuelle, wie auch die zukünftige Erzeugung von Energie aus Wasserkraft in der PR Mitte eine untergeordnete Rolle.

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 Laufwasser etc. nicht ändert. Die Leistung bleibt konstant bei 134 MW (Abbildung 13).

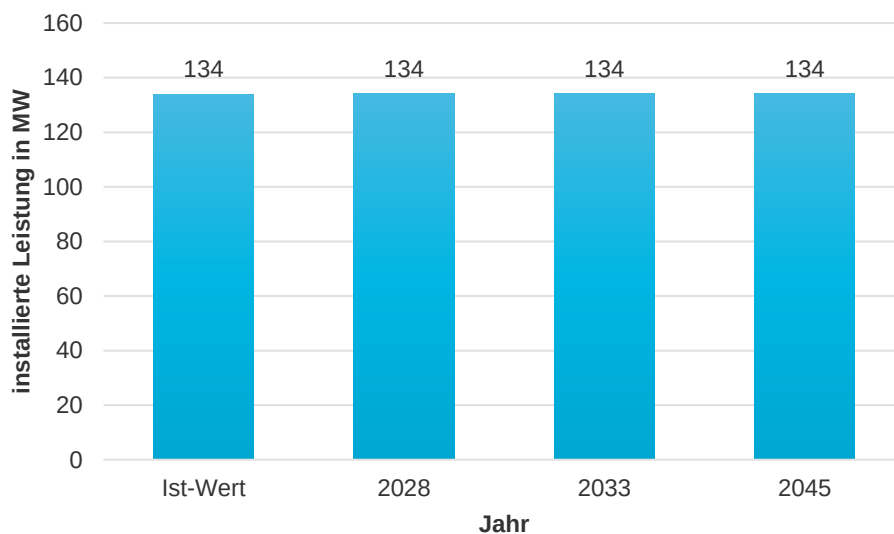


Abbildung 13: Installierte Leistung für Laufwasser und sonstige erneuerbare Energien in der PR Mitte

6.5 Spitzenkappung

Die heutigen Versorgungsnetze befinden sich aktuell auf Grund des stark zunehmenden Ausbaus volatiler, dezentraler Erzeugungseinheiten in Form von WEA und PVA vor der Herausforderung des Netzausbaus zur Übertragung der Stromerzeugung sowie

der Netzoptimierung zur Spannungshaltung, um die notwendige Netzstabilität in den jeweiligen Versorgungsnetzen zu gewährleisten.

Ein Mittel, um den kurzfristigen Netzausbaubedarf zu reduzieren, bietet der Gesetzgeber seit 2016 mit der Spitzenkappung gemäß §11 (2) EnWG, welche unter bestimmten Voraussetzungen eine Verschiebung, Reduzierung bzw. Vermeidung des Netzausbaubedarfs ermöglicht. Das Instrument der Spitzenkappung ermöglicht es Netzbetreibern, die im Betrieb einer WEA oder PVA oftmals nur für wenige Stunden im Jahr vorkommenden, besonders hohen Erzeugungsleistungsspitzen gezielt abzuregeln und somit auf den nach §12 EEG hierfür eigentlich zwingend notwendigen Netzausbau zu verzichten, sofern die gesamt abgeregelte Energie je Erzeugungsanlage bis zu drei Prozent der prognostizierten Jahreserzeugungsmenge nicht überschreitet. Bei Einsatz der Spitzenkappung ist der Netzbetreiber verpflichtet auf der eigenen Internetseite über die Anwendung zu informieren und diesen dem vorgelagerten Netzbetreiber sowie der BNetzA bzw. der zuständigen Landesregulierungsbehörde zu melden. Durch die Spitzenkappung kann folglich mehr Erzeugungsleistung an bestehende Elektrizitätsversorgungsnetze angeschlossen, die bestehende Netzinfrastruktur effizienter ausgenutzt und so volkswirtschaftlich ineffizienter Netzausbau vermieden werden.

Eine Pflicht zur Anwendung besteht für die Netzbetreiber nicht.

Wie in der folgenden Abbildung 14 ersichtlich wurde nach Auswertung der BNetzA und des Bundeskartellamts in den Jahren 2019 bis 2021 insgesamt nur von sieben VNB die Spitzenkappung als Instrument zur Netzoptimierung genutzt.

Elektrizität: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung

Anzahl Verteilernetzbetreiber

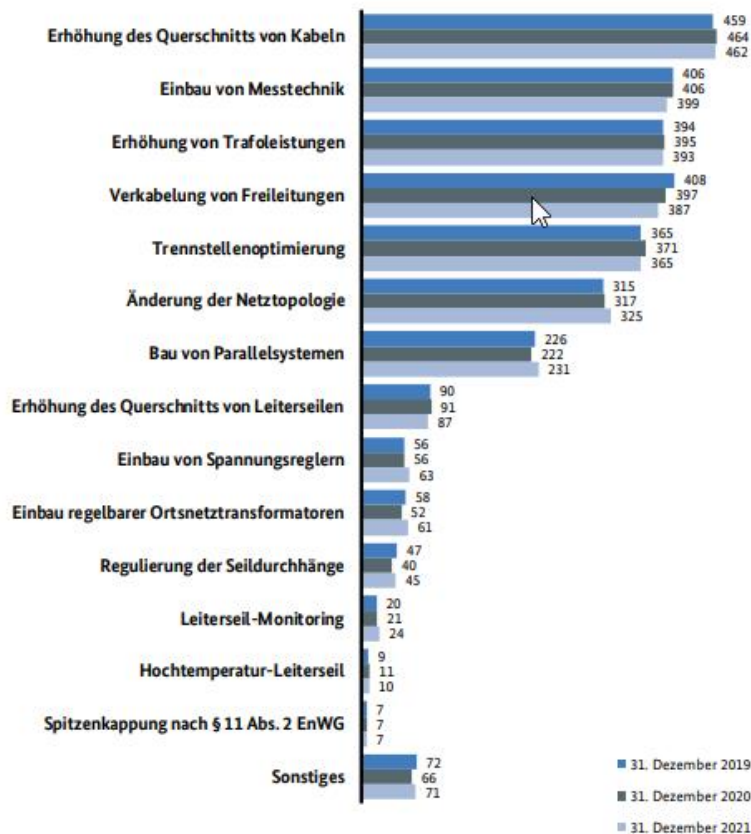


Abbildung 14: Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung¹³

Im Rahmen der Entwicklung des Regionalszenarios wird das Instrument der Spitzenkappung analog zum Vorgehen der ÜNB beim Szenariorahmen des NEP in der PR Mitte bei der Erzeugungsprognoseerstellung nicht berücksichtigt, da dessen Anwendung je nach VNB individuell zum Tragen kommt und nicht pauschal über die gesamte PR angenommen werden kann.

Der Einsatz der Spitzenkappung kann jedoch im Rahmen der nachgelagerten Netzausbauplanung der einzelnen VNB individuell erwogen und in diesem Rahmen von den VNB bei der Erstellung des Netzausbauplanes berücksichtigt werden.

¹³ https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Besucht: 16.06.2023).

6.6 Zusammenfassung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien

Zusammenfassend ergibt sich für die PR Mitte aus den vorangehenden Kapiteln die in der folgenden Tabelle 3 je Technologieart dargestellte Prognose für die installierte EE-Leistung.

Tabelle 3: Zusammenfassung der Entwicklung der installierten EE-Leistung für die PR Mitte

Erzeugung [MW]	Ist-Wert	2028	2033	2045
Biomasse	1.813	2.055	1.633	435
Laufwasser & sonstige EE	134	134	134	134
Wind Onshore	12.807	23.447	26.487	34.145
PV Aufdach	4.951	14.163	20.930	30.521
PV Freifläche	833	8.574	14.606	23.727
Gesamt	20.538	48.373	63.790	88.962

7 Regelbarer Kraftwerkspark

Die in diesem Abschnitt behandelten Kraftwerke umfassen größere Einheiten thermischer Kraftwerke, die jeweils eine Gesamtleistung von mindestens 20 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, Biomasse, verschiedenen Abfallsorten oder Steinkohle.

Für alle kohlebefeuchten 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 kohlebefeuchten 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, Biomasse und Industrieabwärme in allen dargestellten Stützjahren unverändert berücksichtigt. Dies unterliegt der Annahme, dass der bestehende Gaskraftwerkspark sukzessive wasserstofffähig erneuert wird und dadurch zukünftig mit grünem Wasserstoff CO₂-neutral weiterbetrieben werden kann. Es wird analog zum NEP der ÜNB weder eine Außerbetriebnahme noch ein Zubau unterstellt.

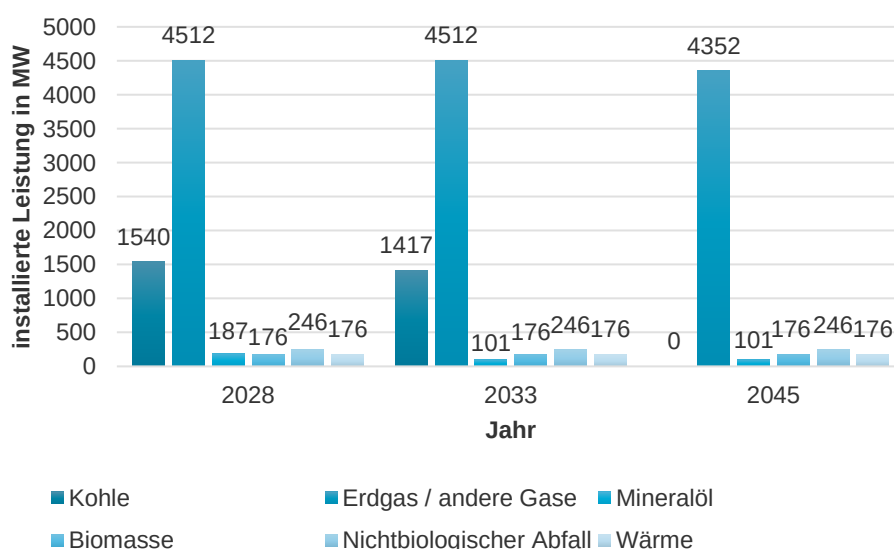


Abbildung 15: Installierte Kraftwerksleistungen in der PR Mitte, aufgeteilt nach Brennstoff / Energieträger

8 Batteriespeicher

Speicher können elektrische, thermische, chemische, elektro-chemische bzw. mechanische Speicher sein. In diesem Dokument wird sich auf Speicher bezogen, die ausschließlich wieder elektrische Energie abgeben. Anwendungen 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 dieser Kategorie werden dabei sowohl Batteriespeicher im Bereich von GHD und privaten Haushalten, die in Kombination mit PVA errichtet werden, als auch Großbatteriespeicher berücksichtigt. Die Prognose für Batteriespeicher für die PR Mitte stützt sich vollständig auf die Betrachtungen des Szenariorahmens 2023 der ÜNB und der hier zugrunde liegenden Studien. Dafür wird eine anteilige Betrachtung anhand der installierten Leistung von PVA und WEA in der PR Mitte im Vergleich zu den Szenario-Rahmenzahlen durchgeführt.

Für den Bereich der Großspeicher erfolgt die Entwicklung des Regionalszenarios ebenfalls entlang der Prognosezahlen der ÜNB, da sich durch konkrete (Vor-)Anfragen bei den VNB heute schon ein deutlicher Zuwachs des Investitionsinteresses in Großbatteriespeicher-Projekte erkennen lässt. Für die fernere Zukunft (2035ff.) besteht jedoch aus Sicht der VNB auch noch eine große Prognoseunsicherheit, da die Realisierung von Großbatteriespeicher-Projekten aufgrund des zu erwartenden, stetig enger werdenden Marktumfeldes im besonderen Maße von der zukünftigen Entwicklung der Kurzfrist-Börsenstrompreise sowie den erzielbaren Regelenergieerlösen sowie den sich daraus abgeleiteten kleiner werdenden Margen abhängig sein wird. Die Standorte für die bereits angefragten Großbatteriespeicherprojekte orientieren sich zurzeit erfahrungsgemäß noch nicht an den Standorten von großen PV-Freiflächenanlagen bzw. Windparks, wie dies im Szenariorahmen des NEP durch die ÜNB beschrieben ist, sondern sind aktuell oftmals an bereits vorhandenen bzw. ehemaligen Kraftwerksstandorten verortet, die bereits über leistungsfähige Netzanschlüsse verfügen. Im Rahmen des Regionalszenarios wird dennoch dem Ansatz des Szenariorahmens des NEP gefolgt. Die Standorte für den Zubau von Großbatteriespeichern orientieren sich dabei an dem lokalen EE-Zubau. Es wird davon ausgegangen, dass ab 2030 etwa 10 %, ab 2035 etwa 20 % und ab 2040 25 % der 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.

Neben Großbatteriespeichern wird auch ein starker Zuwachs an dezentralen Kleinspeichern erwartet, die sich am Zubau der Aufdach-PV anlehnt. Bis 2035 steigt die Quote von Aufdach-PVA mit Speichern von etwa 50 % in den kommenden Jahren auf 100 % an. In beiden Bereichen wird ein Verhältnis von ca. 2 kWh je installiertem kW angenommen.

Für die PR Mitte ergeben sich die in Abbildung 16 dargestellten prognostizierten Änderungen:

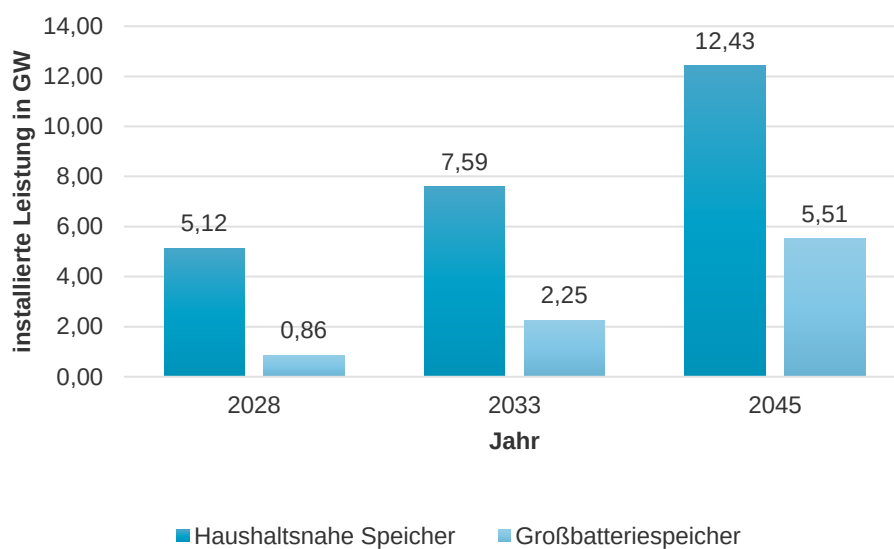


Abbildung 16: Installierte Leistung der Batteriespeicher für die PR Mitte

9 Zusammenfassung

Die derzeitige Dynamisierung der auf die Klimaziele bezogenen Gesetzesänderungen der Regierungskoalition bzw. der EU-Vorgaben erfordern eine rasante Transformation des kompletten Energiesektors in Deutschland. Für die deutschen VNB resultiert daraus eine gegenüber den letzten Jahren nochmals stark ansteigende Komplexität der Anforderungen an deren Stromnetze, insbesondere vor dem Hintergrund einer Erhaltung der gewohnt hohen Versorgungszuverlässigkeit. Die in diesem Dokument vorgestellte Regionalisierung zeigt, dass die angestrebte Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und des Wärmesektors zu deutlich steigenden Lasten führen wird. Gleichzeitig wird erwartet, dass sich die angeschlossene EE-Erzeugungsleistung in den Stromnetzen nochmals vervielfachen wird. Dieser Trend wird in Abbildung 17 verdeutlicht. Die Darstellung für die PR Mitte fasst die wesentlichen „Treiber“ dieser prognostizierten Entwicklung zusammen.

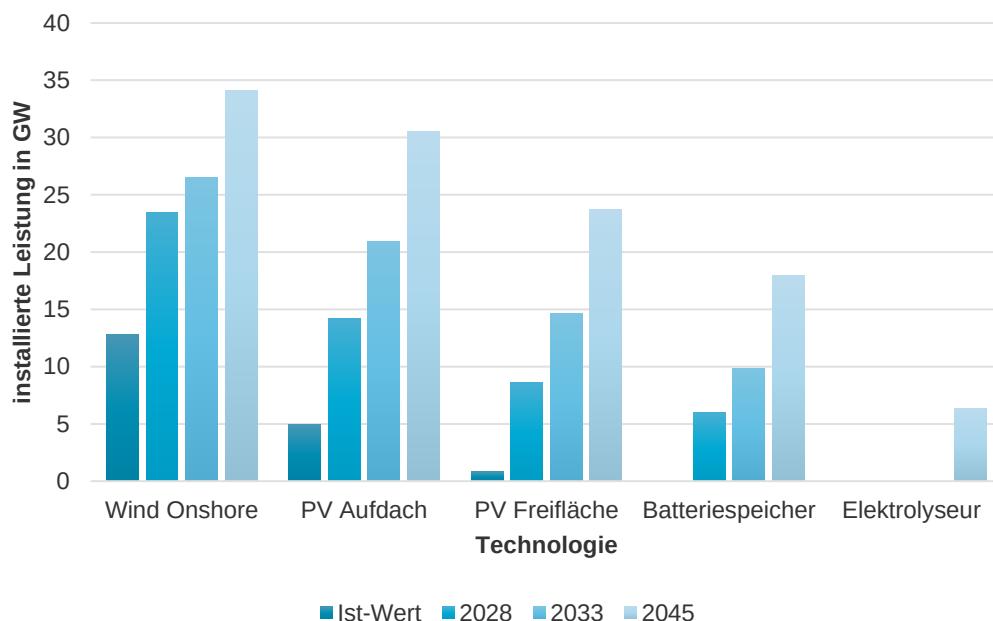


Abbildung 17: Entwicklung der Treiber der Energiewende in der PR Mitte

Die vorgestellte Regionalisierung der Prognosezahlen beinhaltet eine hohe Unsicherheit, was die am Ende tatsächlich stattfindende räumliche und zeitliche Entwicklung betrifft. Im Ergebnis zeigen die Prognosezahlen aber ein Zielbild für ein Energiesystem, das einem klimaneutralen Deutschland entspricht. Sie liefern die Basis und Eingangszahlen zur Weiterbearbeitung des Netzausbauplans.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Versorgungsgebiete der berichtspflichtigen VNB der PR Mitte	5
Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchern	9
Abbildung 3: Energieverbrauch der Haushalte in der PR Mitte.....	10
Abbildung 4: Energieverbrauch für Wärmepumpen im Haushalts- und GHD-Sektor in der PR Mitte.....	12
Abbildung 5: Noch zu installierende öffentliche Ladeleistung bis 2030 nach NLL.....	13
Abbildung 6: Energieverbrauch im Verkehrssektor in der PR Mitte	14
Abbildung 7: Energieverbrauch der Industrie in der PR Mitte	15
Abbildung 8: Energieverbrauch des Sektors GHD in der PR Mitte	16
Abbildung 9: Installierte Leistung der Photovoltaik in der PR Mitte.....	23
Abbildung 10: Installierte Windenergieleistung und jährlicher Zubau.....	24
Abbildung 11: Installierte Leistung der Onshore Windenergieanlagen in der PR Mitte	26
Abbildung 12: Installierte Leistung an Biomasse der PR Mitte	27
Abbildung 13: Installierte Leistung für Laufwasser und sonstige erneuerbare Energien in der PR Mitte	28
Abbildung 14: Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung	30
Abbildung 15: Installierte Kraftwerksleistungen in der PR Mitte, aufgeteilt nach Brennstoff / Energieträger.....	32
Abbildung 16: Installierte Leistung der Batteriespeicher für die PR Mitte.....	34
Abbildung 17: Entwicklung der Treiber der Energiewende in der PR Mitte	35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung des Verbrauchs für verschiedene Sektoren für die PR
Mitte..... 20

Tabelle 2: Installierte Leistung an Photovoltaik 22

Tabelle 3: Zusammenfassung der Entwicklung der installierten EE-Leistung für die PR
Mitte..... 31