Harz Energie
Netzgesellschaft

Netzausbauplan Strom 2026
nach §14d Abs. 4 EnWG

Harz Energie Netz GmbH
Lasfelder Staße 10
37520 Osterode am Harz

Telefon 05522/503-0
Fax 05522/503-8103
info@harzenergie-netz.de

Impressum

Harz Energie Netz GmbH
Lasfelder Str. 10
37520 Osterode am Harz

Telefon	05522/503-0
Telefax	05522/503-111
E-Mail	info@harzenergie-netz.de
Internet	www.harzenergie-netz.de

Geschäftsführer: Dipl.-Ing. (FH) Jens Steinhoff

Ust-IdNr.: DE 233 05 6511

Handelsregister: Amtsgericht Göttingen
Registernummer: HRB 200234

Alle Grafiken, Tabellen und Texte stehen unter der Creative Commons Lizenz BY-ND 4.0. Der Text der Lizenz ist unter https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/legalcode.de abrufbar.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis **4**

1. Einleitung **5**

1.1 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes 5

1.2 Teilnetzgebiete 6

1.3 Netzgebiet 6

2. Planungsgrundlagen **7**

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte 7

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 9

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 10

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 11

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 12

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 12

3. Netzausbauplanung **13**

3.1 Hochspannung und Umspannwerke 14

3.2 Mittelspannung bis Niederspannung 15

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf **17**

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen **18**

6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG **18**

7. Stellungnahmen **18**

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FPVA	Freiflächenphotovoltaikanlagen
HEN	Harz Energie Netzgesellschaft
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung (Netzebene 3)
MS	Mittelspannung (Netzebene 5)
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NS	Niederspannung (Netzebene 7)
NVNB	Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
PR	Planungsregion
PVA	Photovoltaikanlage
RZ	Regionalszenario
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk (Netzebene 4)
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

1. Einleitung

Die Harz Energie Netz GmbH (HEN) ist als Netzbetreiber von Strom-, Gas-, Wasser-, sowie Fernwärmeleitungen für die sichere und zuverlässige Versorgung von über 135.000 direkt oder indirekt versorgten Kunden im Strombereich zuständig.
Über 350 Mitarbeiter kümmern sich um Planung und Betrieb von rund 6700 km Strom-, 2900 km Gas-, und 1600 km Wassernetz.
Das Stromnetz erstreckt sich vor allem über den niedersächsischen Teil des Harzes sowie dessen Vorland mit den Städten Goslar, Osterode, Herzberg und Seesen.
Seit dem letzten Netzausbauplan sind die Netze in den Bereichen Bad Harzburg und Bad Sachsa ins Eigentum der HEN übergegangen.

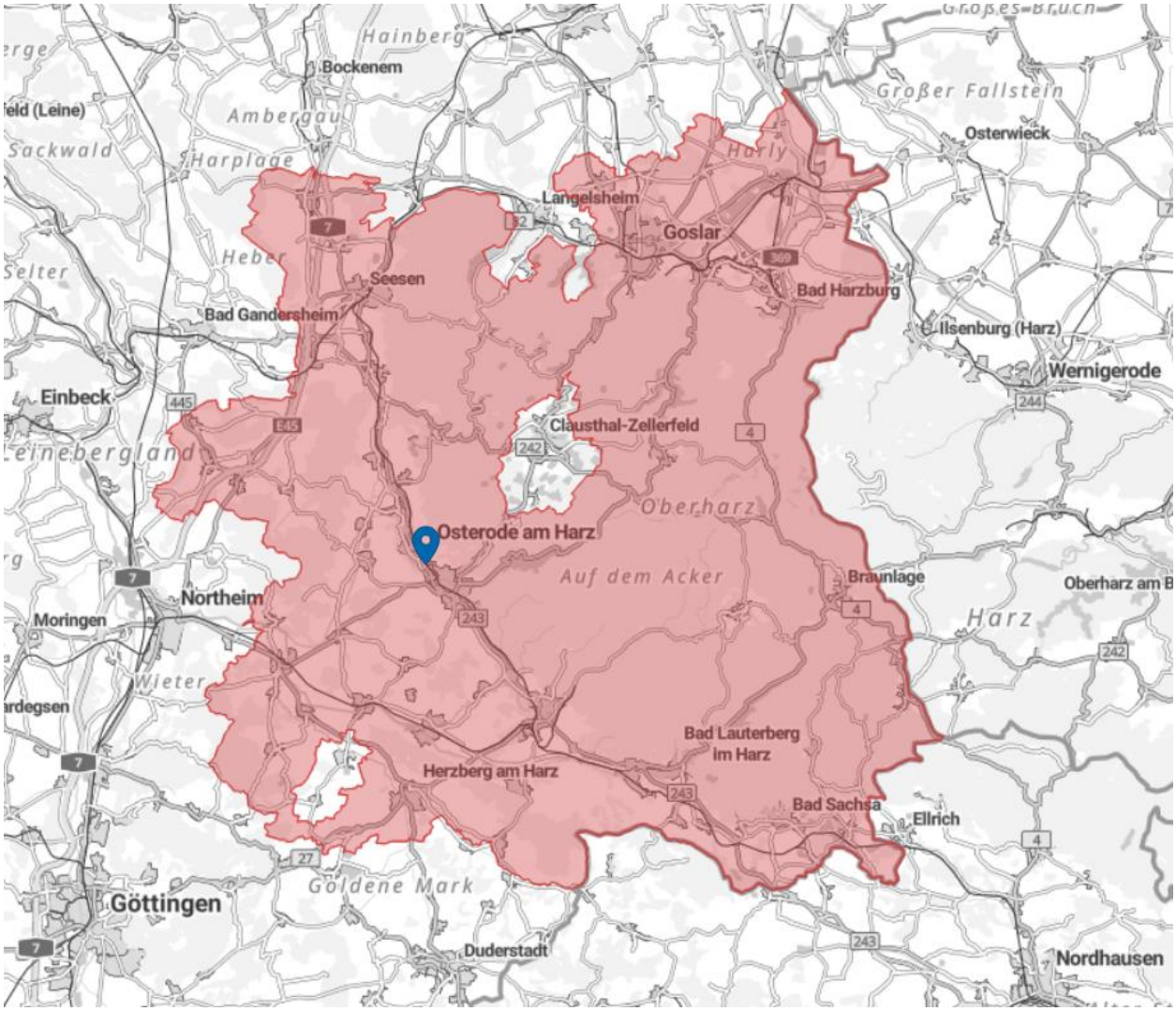


Abbildung 1: Stromnetzgebiet der HEN

1.1 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes

Als VNB mit einem eher ländlich geprägten Netz wird die HEN seit einigen Jahren mit den Herausforderungen des stark angestiegenen Zubaus durch erneuerbare Energien (EE) konfrontiert. Besonders im Bereich um die A7 und die A369 gibt es als Vorrangflächen ein erhöhtes Anfrageaufkommen für den Anschluss von Freiflächenphotovoltaikanlagen (FPVA) sowie für Windenergieanlagen (WEA) im Süden und Westen des Netzgebietes.

Gleichzeitig bestehen vermehrte Anfragen von Unternehmen, die im Zuge der Energietransformation ihre Produktion auf Strom als primären Energieträger umstellen möchten. Diese

Leistungsanfragen im teils mittleren zweistelligen MW-Bereich bedeuten eine nicht unerhebliche Belastung der Mittel- und Hochspannungsnetze (HS).

Eine Besonderheit des Netzgebietes stellt der Nationalpark Harz dar. Dieser zeichnet sich durch erschwerte Arbeitsbedingungen im Gelände und eine herausfordernde Trassensuche aus. Auch eine Verkabelung von Leitungen im Nationalpark ist aufgrund der Bodeneigenschaften kaum möglich. Hinzu kommen Auflagen zum Wasser- und Naturschutz.

1.2 Teilnetzgebiete

Das gesamte Stromnetz der HEN liegt in Niedersachsen und wird fast ausschließlich durch die Avacon als vorgelagertem Verteilnetzbetreiber (VVNB) versorgt. Des Weiteren handelt es sich beim gesamten Netzgebiet um eher ländlich geprägte Netze. Die Aufteilung in mehrere Teilnetzgebiete ist daher nicht sinnvoll und wurde als ein einzelnes Teilnetzgebiet erfasst.

1.3 Netzgebiet

Das Netz der HEN hat vor allem die Avacon als VVNB. Die Übergaben in der Hochspannungsebene befinden sich in den Umspannwerken (UW) Pöhlde und Münchehof. Das dadurch gespeiste HS-Netz der HEN versorgt die HEN-Umspannwerke Clausthal, Altenau, Braunlage, Odersperre, Neuhof, Herzberg und Kalefeld.
Das HS-Netz wird als gelöschtes Netz betrieben. Die Kompensation des HEN-Anteils im 110-kV-Netzbereich erfolgt durch eine Petersen-Spule im UW Münchehof.

Mittelspannungsübergaben der Avacon befinden sich in den UW Goslar, Oker, Bad Harzburg und Münchehof sowie in der Schaltstation in Jerstedt.

Außerdem gibt es MS-Übergaben durch die EAM Netz GmbH in den UW Osterode und Katzenstein. Das darüber liegende Hochspannungsnetz wird von der Avacon betrieben.

Eine Besonderheit stellt das Netz im Bereich Bilshausen dar. Dort betreibt die HEN ausschließlich einzelne Mittelspannungsleitungen und Niederspannungsnetze. Für die vorgelagerten Netzebenen ist die EAM Netz GmbH verantwortlich.

Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber (NVNB) sind die Stadtwerke Clausthal-Zellerfeld GmbH mit dem Übergabepunkt in der 20-kV-Station Clausthal/Stadtwerke.

Das MS-Netz wird überwiegend als gelöschtes Netz betrieben. Die Petersen-Spulen befinden sich größtenteils in den UW und können im Falle eines Erdschlusses den Fehler zeitweise kompensieren. So kann der Betrieb des Netzes längere Zeit aufrechterhalten werden, bis der Fehler selektiert wurde.

Zum Schutz der im Oberharz verlaufenden HS-Freileitungen betreibt die HEN ein Eismonitoring an ausgewählten, kritischen Punkten, um unzulässige Lasten an Leiterseilen und Hochspannungsmasten durch Eis- bzw. Rauhreifansatz zu vermeiden.
Dazu sind in drei UW Abtautransformatoren installiert, die bei Bedarf einen hohen Strom in die Leiterseile einspeisen können und somit durch Wärme den Abtauvorgang in den Leiterseilen erzeugen.

Aufgrund der klimatischen Verhältnisse ist ein Abtauen der Leiterseile je Wintersaison ca. 10-15-mal erforderlich.

2. Planungsgrundlagen

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen (PR) zusammen und veröffentlichen für jede PR alle zwei Jahre ein Regionalszenario (RZ) auf VNBdigital.de. Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im RZ bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber.

Dieser Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario Mitte der Planungsregion Mitte vom Dezember 2025.

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte

In Tabelle 1 sind die auf das Netzgebiet der HEN entfallenden Leistungen aus dem Regionalszenario 2025 dargestellt.

Tabelle 1: Auf das Versorgungsgebiet der HEN entfallende Leistung in MW

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte
Auf das Versorgungsgebiet der Harz Energie Netz entfallende Leistung in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	71,3	279,7	449,6	602,3
Photovoltaik Freifläche (MWp)	84,6	110,6	171,6	258,6
Windenergie an Land	68,2	124,5	108,2	78,4
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	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 (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	160,1	154,7	142,1	129,6
Stand-alone Rechenzentren	0	10	20	50
Elektrolyseure	0	10	18,8	27,3
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	35,1	60,9	110,8	123,1
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	59,9	119,9	209,9
Pumpspeicher	0	0	0	0

Im Nachgang des RZ fanden weitere Untersuchungen und Berechnungen zu den Szenarien statt. Dabei hat sich herausgestellt, dass einige Werte für eine akkuratere Planung angepasst werden müssen.

Dies betrifft erzeugerseitig FPVA sowie WEA, bei denen die dem RZ zugrunde liegenden NEP-Daten auch bei nicht vollständiger Umsetzung aller Projekte deutlich niedriger sind als die aktuellen Anfragen. Aufgrund der langwierigen Umsetzung solcher Projekte wurde für 2030 die Leistung aufgrund aktuell vorliegender Reservierungen und für die darauffolgenden Jahre anhand noch vorhandener Potenzialflächen ermittelt.

Lastseitig wurde die konventionelle Last aufgrund konkreter Anfragen für die nachfolgenden Zeiträume leicht nach oben korrigiert.

Die Werte für die zentrale und dezentrale WP wurden im RZ vertauscht und nun der richtigen Kategorie zugeordnet. Die Höhe ist unverändert.

Die für die Netzausbauplanung verwendeten Daten sind in Tabelle 2 dargestellt. Die geänderten Werte sind farblich markiert.

Tabelle 2: Für die Netzausbauplanung angewandte Leistungen der HEN in MW

Für die Netzausbauplanung angewandte Leistungen der Harz Energie Netz in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	71,3	279,7	449,6	602,3
Photovoltaik Freifläche (MWp)	84,6	229,0	340,7	486,5
Windenergie an Land	68,2	170	274,0	440,2
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)	38,5	67,3	117,3	150,1
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	4,1	6,5	9,3
Elektromobilität	62,2	169,3	439,8	551,9
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	160,1	224,6	224,6	224,6
Stand-alone Rechenzentren	0	10	20	50
Elektrolyseure	0	10	18,8	27,3
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	35,1	60,9	110,8	123,1
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	59,9	119,9	209,9
Pumpspeicher	0	0	0	0

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Die Veränderungen im Zuge der Energiewende ändern die Versorgungsaufgabe bis 2045 erheblich. Sowohl last- als auch erzeugerseitig sind erhebliche Leistungssteigerungen zu erwarten und durch Speicher entstehen neue Flexibilitäten im Netz.

In der Hochspannung ist der starke Zubau von FPVA sowie WEA zu erwarten. Außerdem muss immer mehr Einspeiseleistung aus den unteren Netzebenen zu den VVNB transportiert werden.
Lastseitig wird mit dem Anschluss großer Abnehmer, wie Industrie oder Rechenzentren, in der HS gerechnet.

In der Umspannung HS/MS wird der Anschluss größerer FPVA und WEA sowie Industriekunden erwartet. Auch der Anschluss reiner Batteriespeicher wird primär in dieser Netzebene stattfinden.

In der Mittelspannung wird mit dem Anschluss sowie der Leistungserhöhung von Gewerbekunden und Rechenzentren gerechnet. Auch der Anschluss zentraler Wärmepumpen und der Zubau von öffentlicher Ladeinfrastruktur wird primär in dieser Ebene stattfinden. Erzeugerseitig wird mit weiteren PVA in Verbindung mit netzdienlichen Batteriespeichern gerechnet.

In der Umspannung MS/NS wird mit weiteren Anschlüssen größerer Dach-PVA sowie kleineren Gewerbegetrieben gerechnet.

In der Niederspannung (NS) wird mit der Installation von einem Großteil der dezentralen Wärmepumpenleistung sowie privater Ladeinfrastruktur gerechnet. Außerdem werden hier erhebliche Steigerungen der Dach-PVA auf Wohnhäusern sowie Kleinbatteriespeicher erwartet.

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Als ländlicher Flächenversorger besteht die aktuelle Versorgungsaufgabe primär in der Bereitstellung des Netzes zur Versorgung aller Anschlussnehmer und NVNB.

In den letzten Jahren fand bereits eine Veränderung durch den starken Zubau erneuerbarer Energien statt. Die Rückspeisungen von Energie zu den VVNB nehmen jährlich zu. Nachdem kleine Teilbereiche des Netzes an die Grenzen ihrer Aufnahmefähigkeit gestoßen sind, wurden Netzausbaumaßnahmen und -optimierungsmaßnahmen angestoßen und umgesetzt, die zur besseren Einbindung erneuerbarer Energien beitragen sollen, bspw. Regelbare Ortsnetztrafos.

Die Aufteilung der Versorgungsaufgabe auf die Netzebenen sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Aufteilung der aktuellen Bestandswerte auf die Netzebenen

Aktuelle Versorgungsaufgabe
Aufteilung der Bestandswerte auf die Netzebenen

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	0	7,1	7,1	57,0
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	0	59,2	25,4	0	0
Windenergie an Land	0	0	61,4	6,8	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	0	6,6	10,3	1,9
Konventionelle Kraftwerke	0	0	0	12,0	0	1,3
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	0	7,7	30,8
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	0	0	0	0
Elektromobilität	0	0	0	24,9	6,2	31,1
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	0	0	80,1	32,0	48,0
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	0	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	0	7,0	28,1
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

In den nächsten fünf Jahren ist erzeugerseitig mit einem deutlichen Anstieg von PVA und WEA zu rechnen. Viele Projekte in der MS und den höheren Netzebenen befinden sich bereits in der Planung und können meist an das bestehende Netz angeschlossen werden.

Lastseitig wird über alle Netzebenen mit Leistungserhöhungen gerechnet. In der HS bis MS vor allem getrieben durch Dekarbonisierung von Unternehmen sowie durch den Zubau marktgetriebener Batteriespeicher. In der NS finden Laststeigerungen durch den Zubau privater WP sowie Ladeinfrastruktur statt.

Leistungserhöhungen können durch Kapazitätsengpässe teilweise nicht vor erfolgten Netzausbau des VVNB zur Verfügung gestellt werden kann.

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Bis 2035 wird grundsätzlich eine ähnliche Weiterentwicklung wie im vorher betrachteten Zeitraum erwartet.

Es wird weiterhin ein starker Zubau von Erzeugungsleistung von PVA über alle Netzebenen und WEA in der MS bis HS gerechnet. Sonstige Erzeuger bleiben auf niedrigem Niveau konstant.

Lastseitig ist ein weiterer Zubau von WP und Ladeleistung in der NS bis MS zu erwarten.

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Bis 2045 wird grundsätzlich eine ähnliche Weiterentwicklung wie im vorher betrachteten Zeitraum erwartet.

Es wird weiterhin ein starker Zubau von Erzeugungsleistung von PVA über alle Netzebenen und WEA in der MS bis HS gerechnet.
Die Leistung konventioneller und sonstiger Erzeuger sind hingegen rückläufig. Verglichen mit dem starken Zubau erneuerbarer Energien geschieht dies aber nur in geringem Maße.

Lastseitig ist ein weiterer Zubau von WP und Ladeleistung in der NS bis MS zu erwarten.

3. Netzausbauplanung

Mit den im Zuge des Regionalszenarios ermittelten Leistungen aus Kapitel 0 wurden die aktuellen Netze in der Zielnetzplanung erweitert, um potentielle zukünftige Engpassregionen zu ermitteln.

Die konventionelle Last wurde größtenteils als konstant angenommen, bereits vorliegende Reservierungen und Planungen aber berücksichtigt.

Für die Verteilung der Wärmepumpenleistung wurden Daten zur Gebäudecharakteristik, der Möglichkeit eines Fernwärmeanschlusses, der Kaufkraft und das Alter der Heizungsanlage herangezogen. Mit diesen Daten wurde eine Affinität für die Installation einer Wärmepumpe ermittelt und an die entsprechende Ortsnetzstation (ONS) verteilt, bis die ermittelte Leistung im jeweiligen Betrachtungsjahr erreicht wurde.

Bei der Verteilung der Ladepunkte wurde grundsätzlich zwischen öffentlichen/gewerblichen Schnellladepunkten und privaten Wallboxen unterschieden.
Öffentliche Schnellladesäulen wurden Stationen mit bereits vorhandener Schnellladeinfrastruktur sowie öffentlichen Parkplätzen anhand der verfügbaren Parkfläche zugeordnet.
Gewerbliche Schnellladeinfrastruktur wurde bei transportintensiven Unternehmen sowie Autohäusern zugeordnet und an den nächstgelegenen ONS verteilt.
Bereits vorliegende Anfragen wurden hierbei berücksichtigt.

Für die Verteilung der privaten Wallboxen wurden für alle ONS die Anzahl der Gebäude, deren Charakteristik, vorliegende Anmeldungen sowie die Kaufkraft analysiert, um eine Affinität für die Beschaffung eines Elektrofahrzeuges zu bestimmen. Anhand dieser Affinität wurde die ermittelte Leistung auf die Haushalte und anschließend auf die ONS verteilt.

Die ermittelten Leistungen für WEA und FPVA wurden anhand vorliegender Reservierungen sowie von Potenzialflächen im Netzgebiet verteilt und aufgrund der typischerweise hohen Leistungen dem nächstgelegenen UW zugewiesen.
Für Aufdach-PVA wurden Kaufkraft, Bestands-PVA sowie Gebäudecharakteristik und -grundfläche zur Verteilung der ermittelten Leistung auf die ONS genutzt.

Die Erzeugung aus Biomasse und Wasserkraft wurde als konstant angenommen und liegt verglichen mit anderen Erzeugern auf einem sehr geringen Niveau.

Bei Feststellung eines Engpasses wurde nach dem NOVA-Prinzip, also Netz-Optimierung vor -ausbau vor -verstärkung, nach einer Lösung gesucht.
Dabei können durch eine Verstärkung von Betriebsmitteln im Zuge der Erneuerungsplanung bereits viele Engpässe verhindert werden.

Es bestehen allgemein Unsicherheiten durch Liefer- und Kapazitätsengpässe, die durch den gleichzeitigen stattfindenden starken Ausbau der Netz in Deutschland und Europa bei Dienstleistern und Lieferanten entstehen könnten.

Sämtliche Maßnahmen sind in maschinenlesbarer Form auf vnbdigital.de herunterladbar.

3.1 Hochspannung und Umspannwerke

Im HS-Netz sind sämtliche Maßnahmen sowohl last- als auch erzeugungsgetrieben.
Aktuell läuft noch die Nachtrassierung der bestehenden Leitungen auf eine Betriebstemperatur von 80°C. Die Ausstattung aller HS-Leitungen mit einem Freileitungsmonitoring wird in 2026 abgeschlossen.
Das größte begonnene Projekt stellt der Neubau der Leitungen zwischen dem Übergabepunkt im UW Pöhlde bis zum neuen UW Bad Lauterberg dar.
Später vorgesehen ist außerdem die Erneuerung der Leitung von Münchehof bis Clausthal-Zellerfeld.

In der HS/MS-Ebene ist neben dem bereits erwähnten Neubau des UW Bad Lauterberg ebenfalls ein neues UW in der Nähe von Ildehausen notwendig. Dieses soll an das Netz des VVNB angeschlossen werden.
Der notwendige Ausbau weiterer UW, vor allem nördlich des Harzes und in Osterode, ist aufgrund der Eigentumsverhältnisse nicht in dieser Ausbauplanung erfasst.

Verzögerungen liegen bei den HS-Baumaßnahmen momentan noch nicht vor, diese befinden sich allerdings noch in einem frühen Planungs- bzw. Projektstadium.

Die aggregierten Mengen und Kosten aller Baumaßnahmen bis 2045 sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung für HS und HS/MS

Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung
inkl. Höchst- auf Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	142 [km]	23,6 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	9 [UW]	22,5 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	16 [km]	12,5 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	1 [UW]	3,5 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	67 [km]	58,2 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	8 [UW]	57,6 [Mio. Euro]

Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung

Ein aktueller Engpass im HS-Netz besteht nicht, könnte bei hohen Lastanfragen durch bekannte Engpässe beim VVNB bei entsprechenden Anfragen entstehen. Auf eine Einfärbung wird aufgrund der Übersichtlichkeit verzichtet.

Eine Karte aller Ausbaumaßnahmen bis 2035 befindet sich in Abbildung 2.

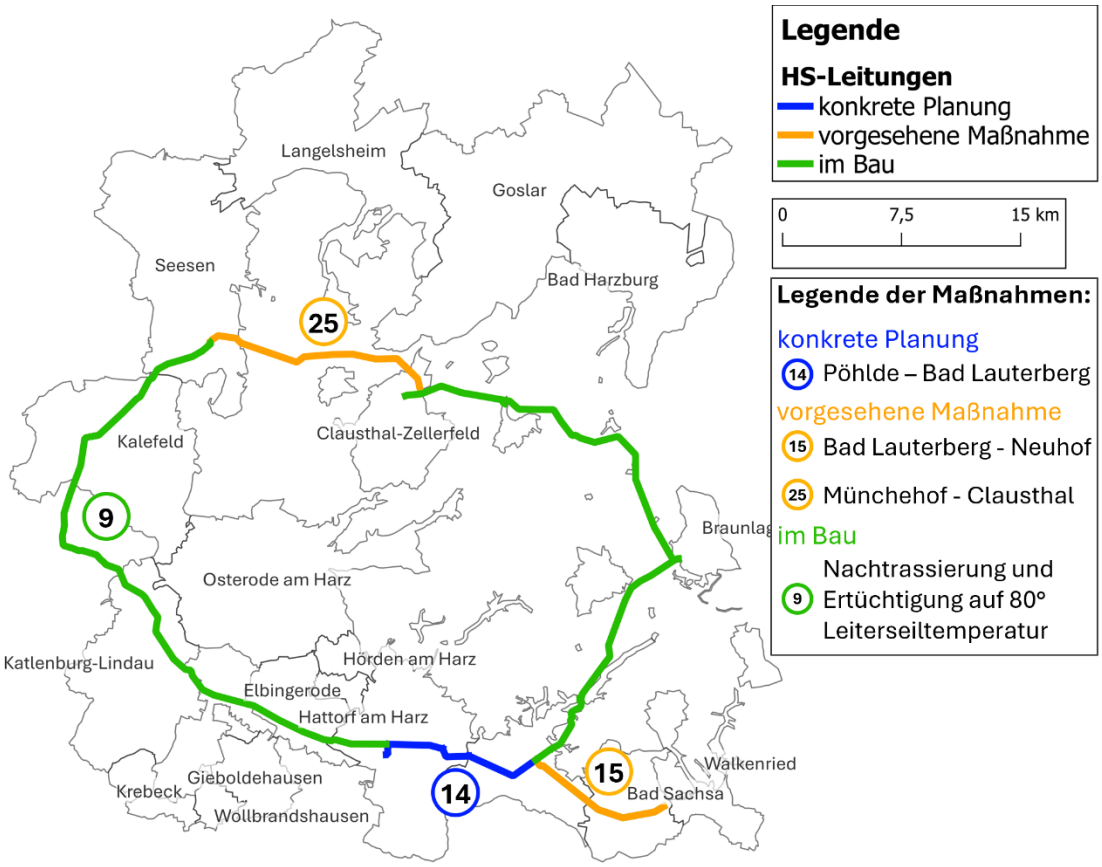


Abbildung 2: Ausbauplanung im HS-Netz bis 2035

3.2 Mittelspannung bis Niederspannung

In der MS werden können viele der als kritisch identifizierten Kabel aufgrund ihres Alters bereits durch die Erneuerungsplanung rechtzeitig ausgewechselt und verstärkt werden.

Besonders betroffen sind vor allem Versorgungsleitungen aus den UW sowie wenige neue Querverbindungen.

Bei Engpässen in der MS/NS-Ebene kann häufig durch einen Wechsel des Transformators behoben werden, ohne die gesamte Station austauschen zu müssen. Bei neuen Stationen wird bereits heute darauf geachtet, dass diese mindestens den Transformator einer höheren Leistungsklasse aufnehmen können.

In der NS ist bis 2045 ein konstanter, hoher Ausbau notwendig. Durch die Möglichkeiten der Regelung nach § 14a EnWG kann hier auch ohne Netzbaumaßnahmen bereits auf Engpässe reagiert werden.

Zur verbesserten Effizienz und Nachfragesteuerung werden bereits verlustarme Transformatoren eingesetzt, Blindleistungsmanagement betrieben sowie regelmäßig die Verlegung von Trennstellen und der Einsatz von rONTs geprüft.

Verzögerungen betreffen momentan wenige MS- sowie MS/NS-Maßnahmen. Diese sind meist durch Prioritätenverschiebung und den Fachkräftemangel begründet.
Auch externe Faktoren wie Verzögerungen bei der Erschließung und Lieferschwierigkeiten betreffen einzelne Projekte.

Tabelle 5: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel-bis Niederspannung

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	137 [km]	35,4 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	389 [UW]	44,9 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	307 [km]	81,4 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	133 [km]	33,2 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	536 [UW]	28,3 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	256 [km]	80,6 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	250 [km]	85,1 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	1082 [UW]	30,1 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	1125 [km]	365,5 [Mio. Euro]

Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung

Engpässe könnten momentan nur bei hohen Lastanfragen einzelner HS/MS-Übergaben auftreten und sind durch Engpässe beim VVNB bedingt. Auf eine Einfärbung wird aufgrund der Übersichtlichkeit verzichtet.

Die Ausbaumaßnahmen sind in Abbildung 3 dargestellt.

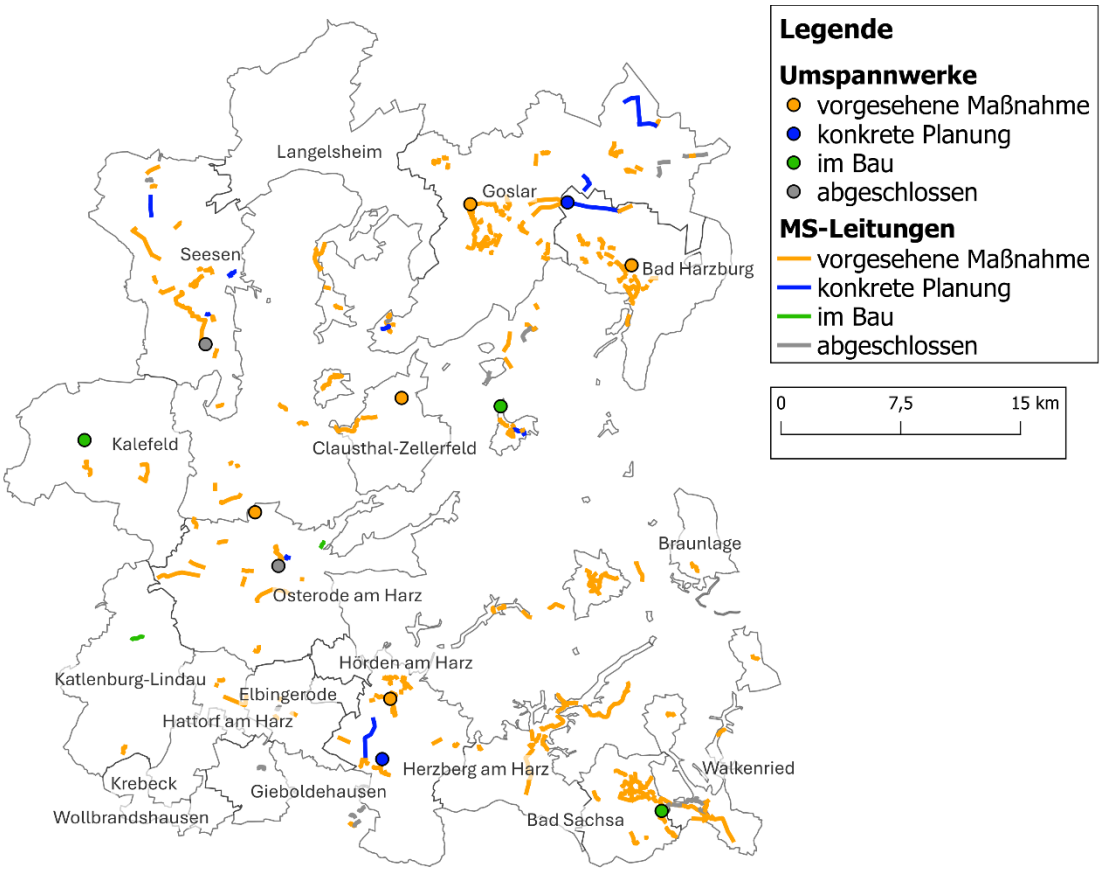


Abbildung 3: Ausbaumaßnahmen im MS-Netz bis 2030

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Nicht netzdimensionierender Ausbau findet nur in kleinem Ausmaß statt, da mit einem altersbedingt notwendigen Austausch eines Betriebsmittels meist eine Leistungsverstärkung einhergeht.

Die meisten Maßnahmen betreffen den altersbedingten Austausch von Schaltanlagen in Schwerpunktstationen, wodurch keine Leistungssteigerung erfolgt.

Der erwartete Ausbaubedarf ist in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Erwarteter, nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf aller Netzebenen

Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	7,7 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	0 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	15,3 [Mio. Euro]

Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitäts-dienstleistungen

Ein ungedeckter Bedarf an Systemdienstleistungen in Form von Blindleistung wird derzeit nicht erwartet.

Der Einsatz netzdienlicher Flexibilität ist momentan nicht geplant.

6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

VNB sind gemäß § 11 Absatz 2 EnWG berechtigt, die prognostizierte jährliche Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen um bis zu drei Prozent zu reduzieren.

Diese Maßnahme wird derzeit im HEN-Netzgebiet nicht angewendet und wurde für den aktuellen Netzausbauplan nicht berücksichtigt.

7. Stellungnahmen

Vom 02. November 2026 bis zum 30. November 2026 besteht auf VNBdigital die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

Anschließend wird die Prüfung und Bewertung der eingereichten Stellungnahmen zum Netzausbauplan durchgeführt.