EAM Netz

Kassel, 30. Oktober 2026

Netzbericht nach § 14d Abs. 4 Energiewirtschaftsgesetz

Der Netzausbauplan der EAM Netz GmbH

Unternehmenssitz:

EAM Netz GmbH
Monteverdistraße 2
34131 Kassel

Inhaltsverzeichnis

1 Abkürzungsverzeichnis 3
2 Einleitung 4
2.1 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes 5
2.2 Teilnetzgebiete 5
2.3 Netzkarten 7
2.3.1 Netzkarten Hochspannung 7
2.3.2 Netzkarten Mittelspannung 9
3 Planungsgrundlagen 26
3.1 Gesetzlicher Rahmen 26
3.2 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte 26
3.3 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 27
3.3.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe 27
3.3.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 28
3.3.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 29
3.3.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 29
4 Netzdimensionierende Netzausbauplanung 29
4.1 Maßnahmenplanung 29
4.1.1 Maßnahmenplanung Hochspannung 30
4.1.2 Maßnahmenplanung Mittelspannung 30
5 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 36
6 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 36
7 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 36
8 Stellungnahmen 36
9 Tabellenverzeichnis 37
10 Abbildungsverzeichnis 37

1 Abkürzungsverzeichnis

EAMN	EAM Netz GmbH
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
VNB	Verteilnetzbetreiber
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NNB	Nachgelagerter Netzbetreiber
NS	Niederspannung
NVNB	Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
PR	Planungsregion
RZ	Regionalszenario
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk (NE 4)
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber
NE	Netzebene
BNetzA	Bundesnetzagentur
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator

2 Einleitung

Die EAM Netz GmbH betreibt als Verteilnetzbetreiber rund 50.000 Kilometer Strom- und Erdgasnetz und versorgt damit rund 1,4 Millionen Menschen im Herzen Deutschlands. Das Netzgebiet umfasst eine geografische Fläche von etwa 12.000 Quadratkilometer und erstreckt sich über weite Teile Hessens sowie über Südniedersachsen und Teile von Nordrhein-Westfalen, Thüringen und Rheinland-Pfalz.

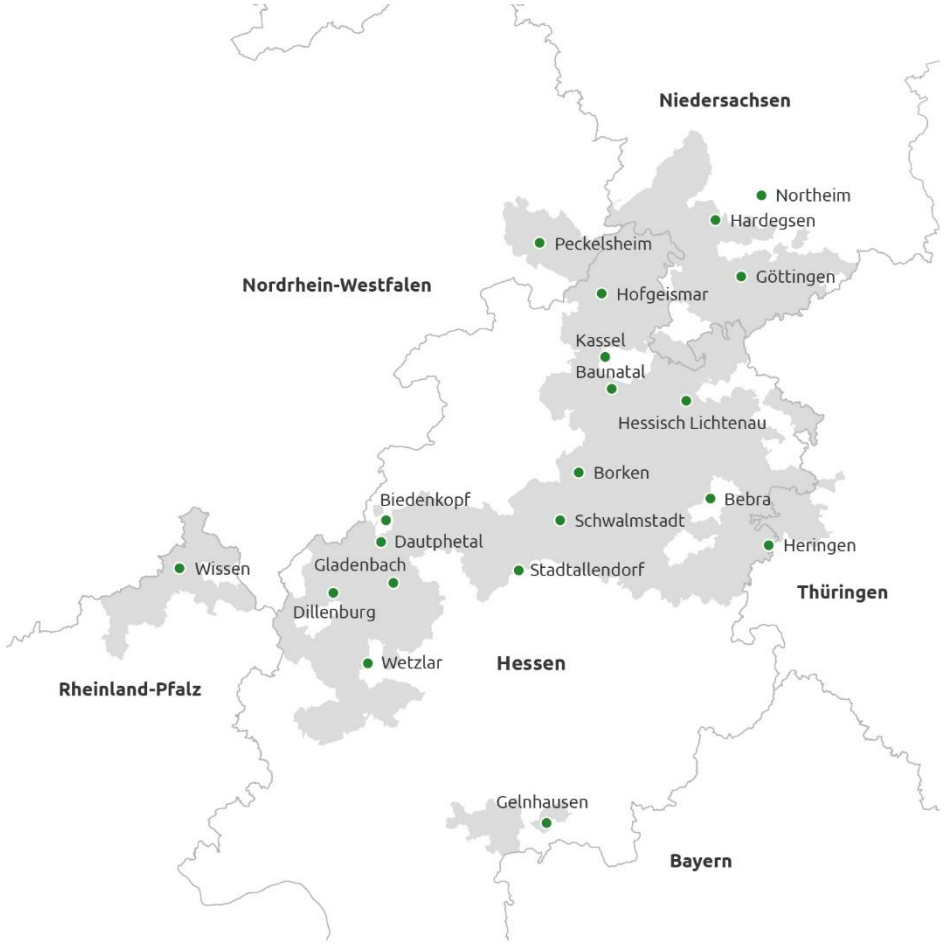


Abbildung 1: Netzgebiet EAM Netz

Als erfahrener Netzbetreiber entwickelt das Unternehmen gemeinsam mit den Kommunen und Landkreisen die Versorgungsinfrastruktur aktiv weiter und leistet so seinen Beitrag zum Gelingen der Energiewende in der Region. Zudem erbringt die EAM Netz ein breites Spektrum energienaher Dienstleistungen und Services, beispielsweise im Bereich der Straßenbeleuchtung oder der Planung und Betriebsführung von Versorgungsnetzen sowie bei der Wasserver- und Abwasserentsorgung.

Bereits heute arbeitet das Unternehmen am Stromnetz der Zukunft, um eine intelligente und kostengünstige Integration der stetig wachsenden Einspeiseleistung durch die dezentralen Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Rund 107.000 solcher Anlagen sind an das Netz der EAM Netz angeschlossen. Neben den Erzeugungsanlagen gewinnen auch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen im Rahmen der Energiewende zunehmend an Bedeutung und stellen die Netzinfrastruktur vor große Herausforderungen.

Für die Zukunftsfähigkeit des Stromnetzes ist eine vorausschauende Planung unerlässlich. Die Netzausbauplanung bildet daher auf Basis der aktuellen Annahmen und Ziele die Grundlage für die Weiterentwicklung des Stromnetzes.

2.1 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes

Im Eigentum der EAM Netz GmbH befinden sich Nieder- und Mittelspannungsnetze. Im Göttinger Stadtgebiet wird zusätzlich ein Hochspannungsteilnetz betrieben. Der VVNB ist die Avacon Netz GmbH, welche das vorgelagerte Hochspannungsnetz verantwortet. Das Teilnetzgebiet 4 wird mit 10 kV versorgt, das vorgelagerte 30 kV Netz betreibt die Westnetz GmbH. Zu deren Eigentum gehören auch die jeweiligen Umspannanlagen.

2.2 Teilnetzgebiete

Im Netzausbauplan ist das Versorgungsgebiet, das im Zuständigkeitsbereich der Planungsregion Mitte liegt, in mehrere Versorgungsgebiete zu unterteilen. Dies erfolgte für den NAP ausschließlich auf Landkreisebene. Die 11 betrachteten Netzgebiete sind aufgeteilt in Göttingen, Höxter, Kassel, Lahn-Dill, Main-Kinzig, Marburg-Biedenkopf, Northeim, Schwalm-Eder, Hersfeld-Rotenburg, Werra-Meißner und Altenkirchen. Diese fügen sich zu sogenannten Teilnetzgebieten für den Erhebungsbogen der BNetzA zusammen. Somit ergeben sich aus einem Teilnetzgebiet mehrere Teilergebnisse. Der Landkreis Altenkirchen gehört, anders als die weiteren Teilnetzgebiete, nicht zur Planungsregion Mitte. Das veröffentlichte Regionalszenario der Planungsregion West dient als Berechnungsgrundlage, ein Einbezug erfolgte nicht.

Teilnetzgebiet	Teilversorgter Landkreis
1	Göttingen
	Northeim
2	Höxter
3	Kassel
	Lahn-Dill
	Main-Kinzig
	Marburg-Biedenkopf
	Schwalm-Eder
	Hersfeld-Rotenburg
	Werra-Meißner
4	Altenkirchen

Tabelle 1: Teilnetzgebiete EAM Netz



Abbildung 2: Karte der Teilnetzgebiete

2.3 Netzkarten

Engpässe sind Schwachstellen im Stromnetz, die durch Überlastungen von Betriebsmitteln oder Spannungsbandverletzungen nach DN 50160 entstehen können. Während Betriebsmittelengpässe punktuell auftreten, können Spannungsbandverletzungen großflächig entstehen. Aufgrund der steigenden Lasten und Einspeisungen ins Netz muss das Stromnetz der Zukunft geplant und ausgebaut werden. Die Engpässe werden für die Stützjahre 2030, 2035 und das Zieljahr 2045 auf Landkreisebene nach EnWG §14d in den folgenden Netzebenen dargestellt:

- Netzebene 3 (Hochspannung)
- Netzebene 4 (Umspannwerke Hochspannung/Mittelspannung)
- Netzebene 5 (Mittelspannung)
- Netzebene 6 (Ortsnetzstationen Mittelspannung/Niederspannung)

2.3.1 Netzkarten Hochspannung

In den Netzkarten für die Hochspannungsebene werden die Engpässe von Umspannwerken HS/MS als Kreise und die Hoch- und Mittelspannungsleitungen als Linienobjekte schematisch dargestellt. Sie zeigen zudem den zugehörigen und analysierten Netzausbau auf.

2.3.1.1 Netzkarten Göttingen – Hochspannung

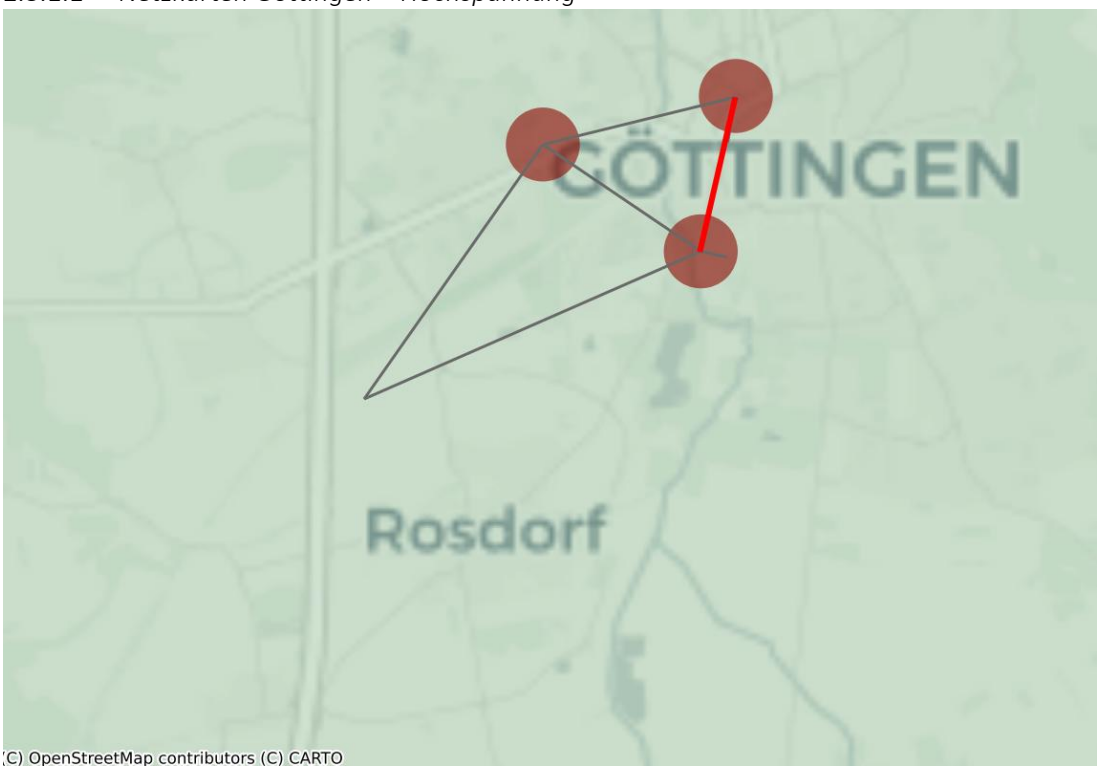


Abbildung 3: Netzkarte Göttingen – Hochspannung - 2030

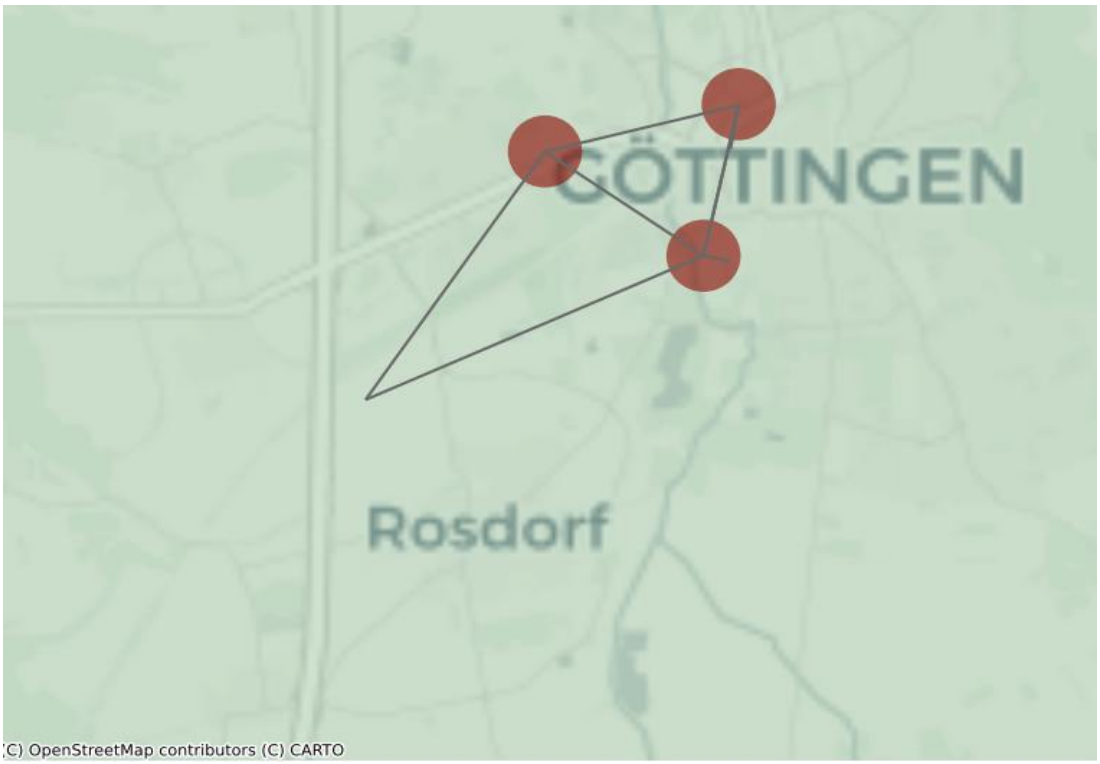


Abbildung 4: Netzkarte Göttingen - Hochspannung - 2035

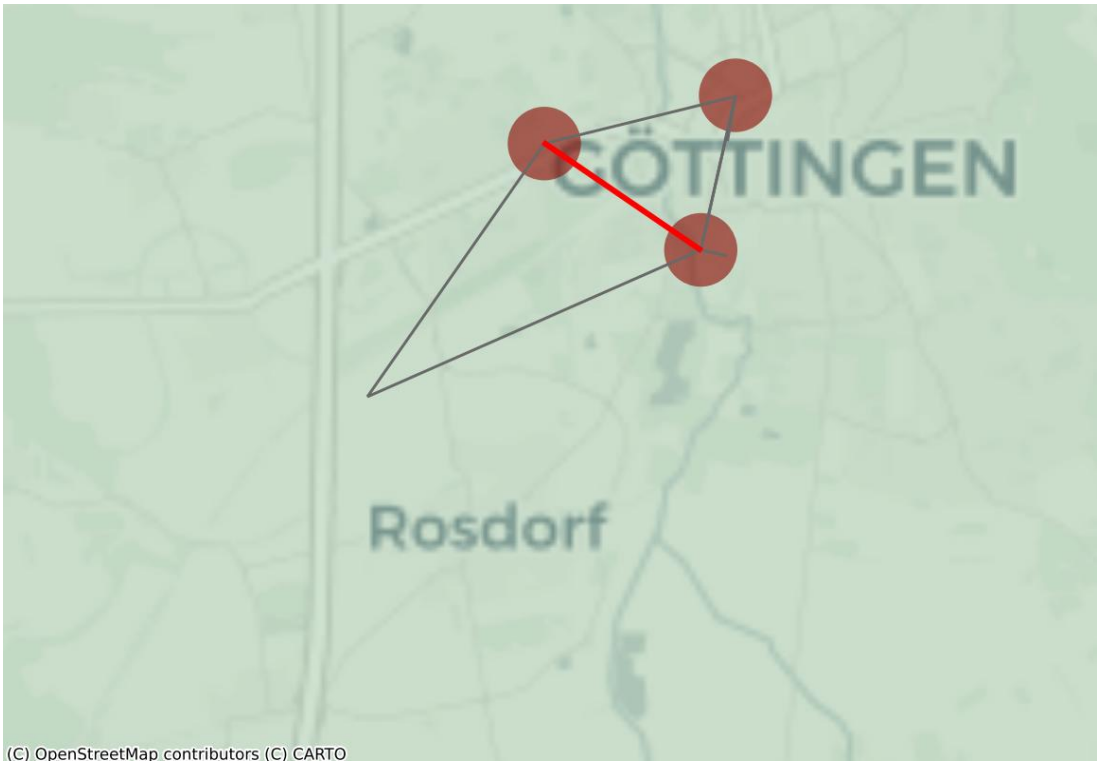


Abbildung 5: Netzkarte Göttingen - Hochspannung - 2045

2.3.2 Netzkarten Mittelspannung

In den Netzkarten für die Mittelspannung werden Maßnahmen und Engpassregionen nach dem folgenden Schema visualisiert:



Abbildung 6: Legende Mittelspannungsnetzkarten

2.3.2.1 Netzkarten Göttingen – Mittelspannung

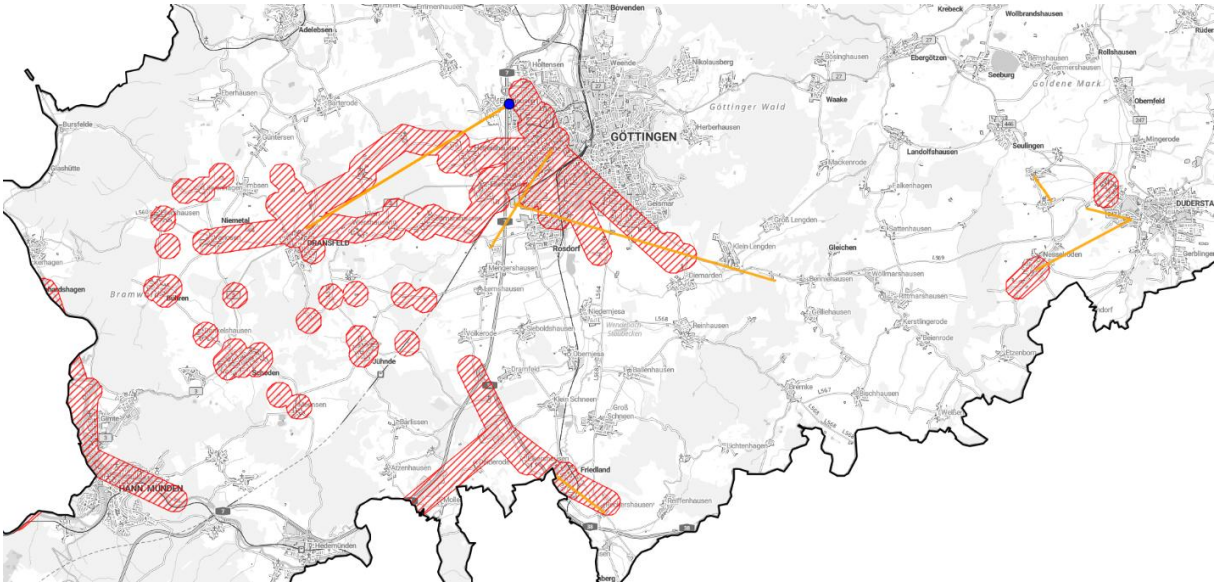


Abbildung 7: Netzkarte Göttingen - Mittelspannung - 2030

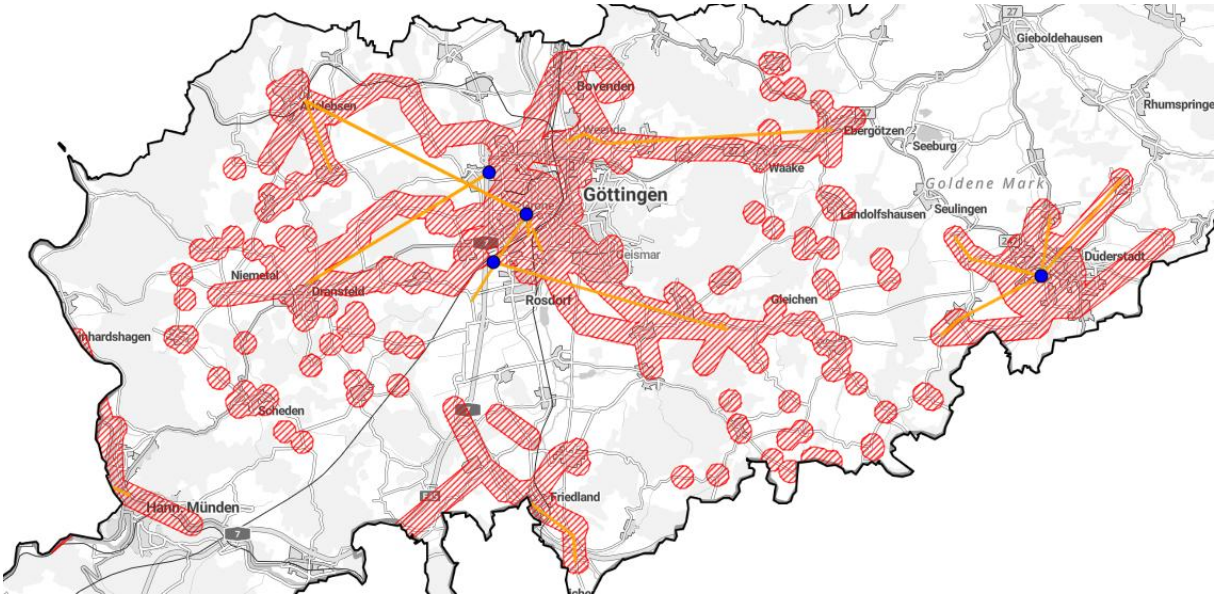


Abbildung 8: Netzkarte Göttingen - Mittelspannung - 2035

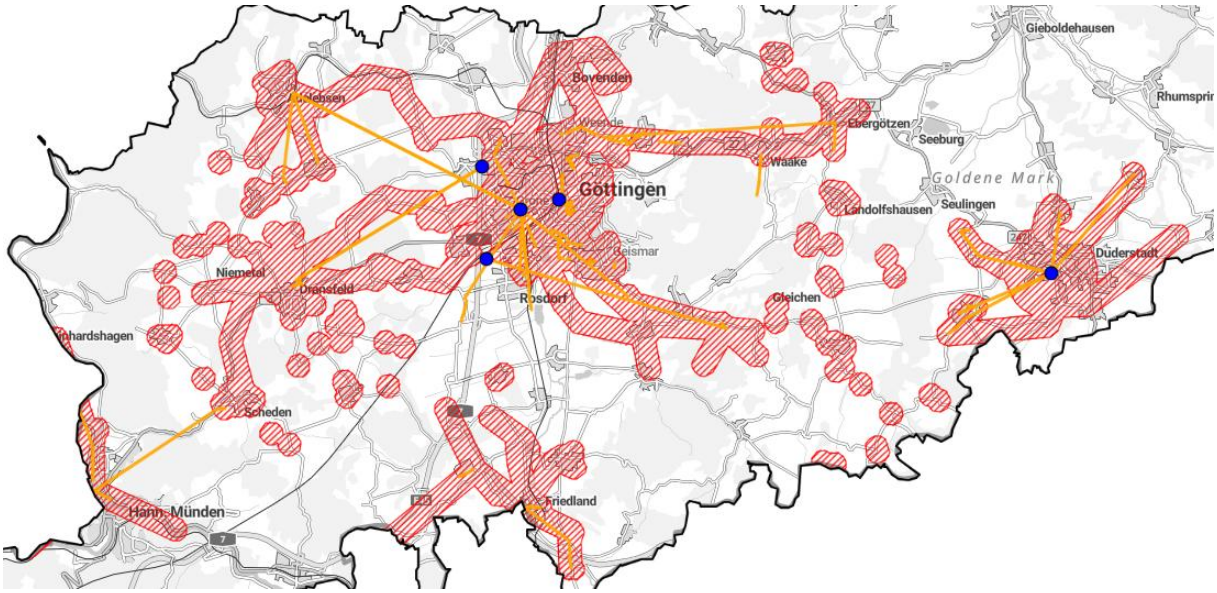


Abbildung 9: Netzkarte Göttingen - Mittelspannung - 2045

2.3.2.2 Netzkarten Landkreis Northeim - Mittelspannung

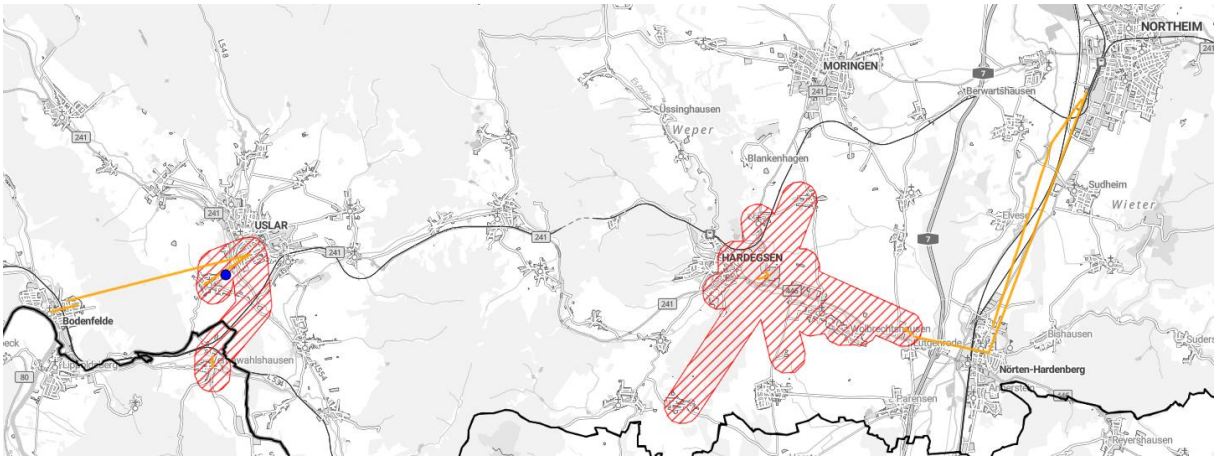


Abbildung 10: Netzkarte Landkreis Northeim - Mittelspannung - 2030

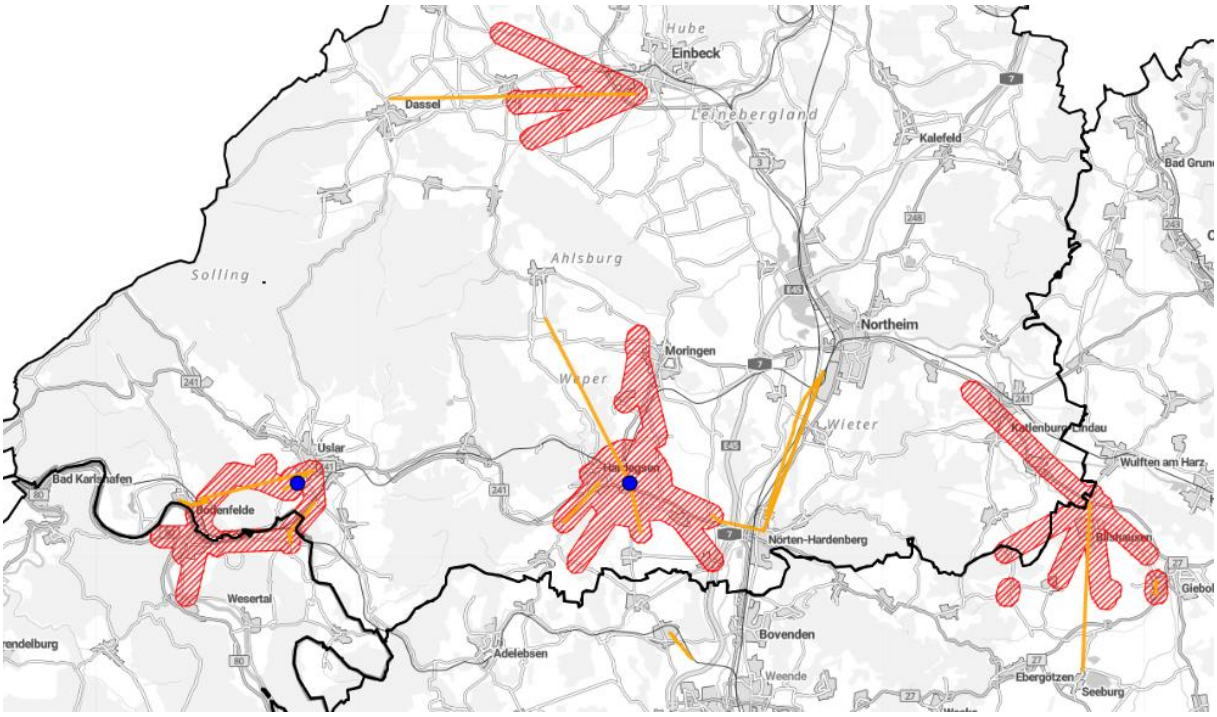


Abbildung 11: Netzkarte Landkreis Northeim - Mittelspannung – 2035

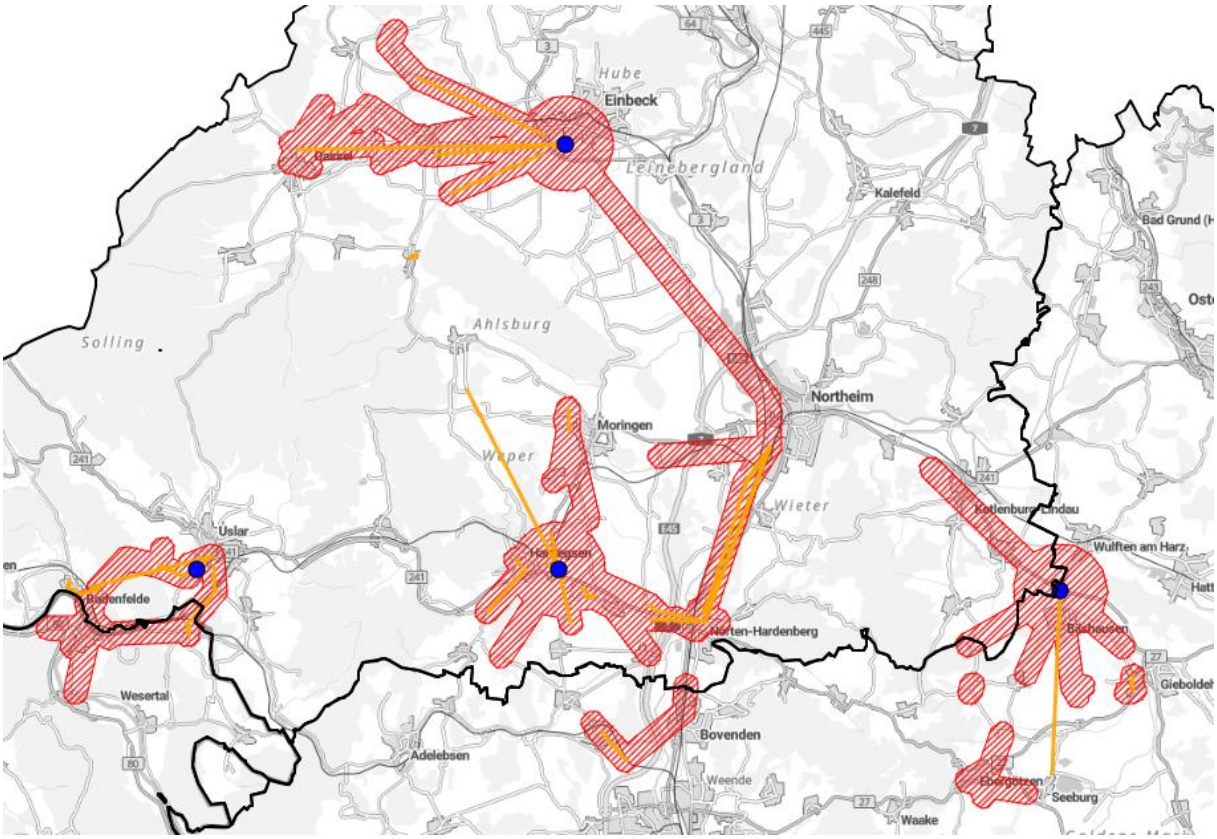


Abbildung 12: Netzkarte Landkreis Northeim - Mittelspannung – 2045

2.3.2.3 Netzkarten Kreis Höxter – Mittelspannung

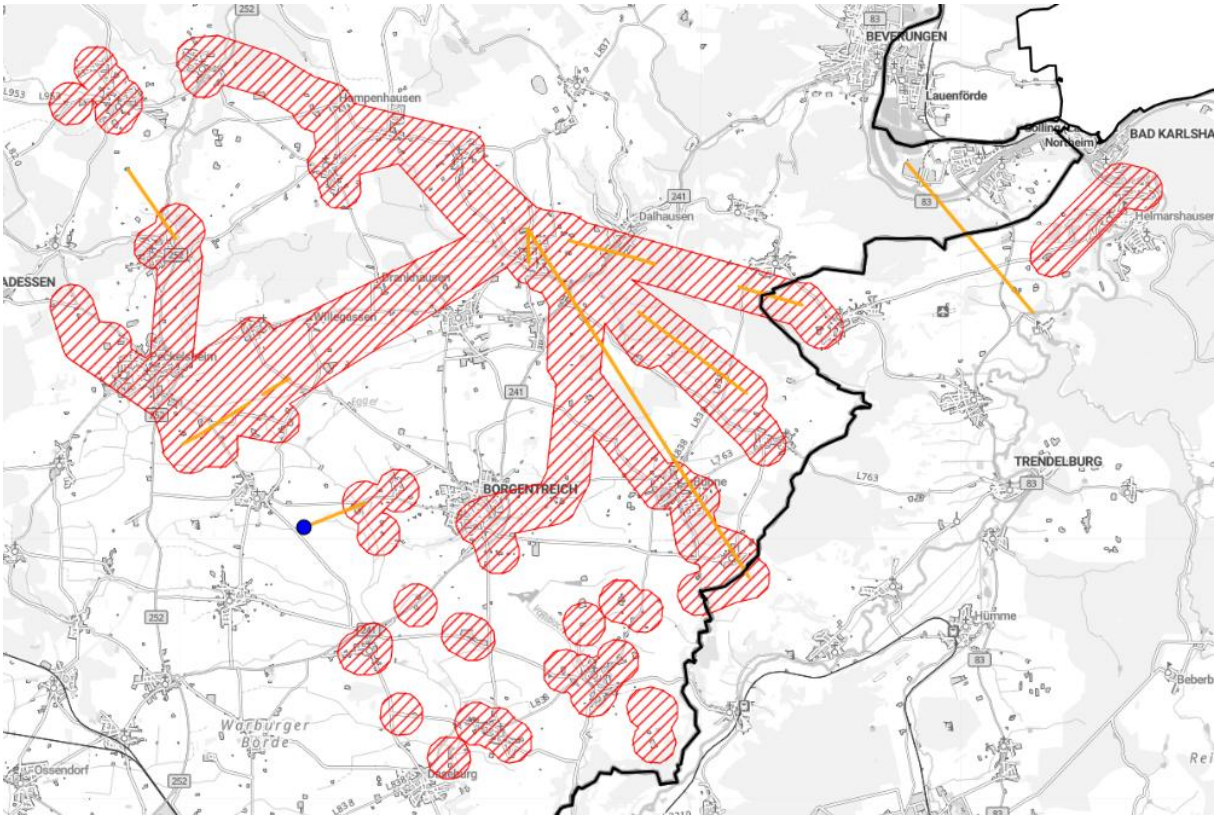


Abbildung 13: Netzkarte Kreis Höxter - Mittelspannung – 2030

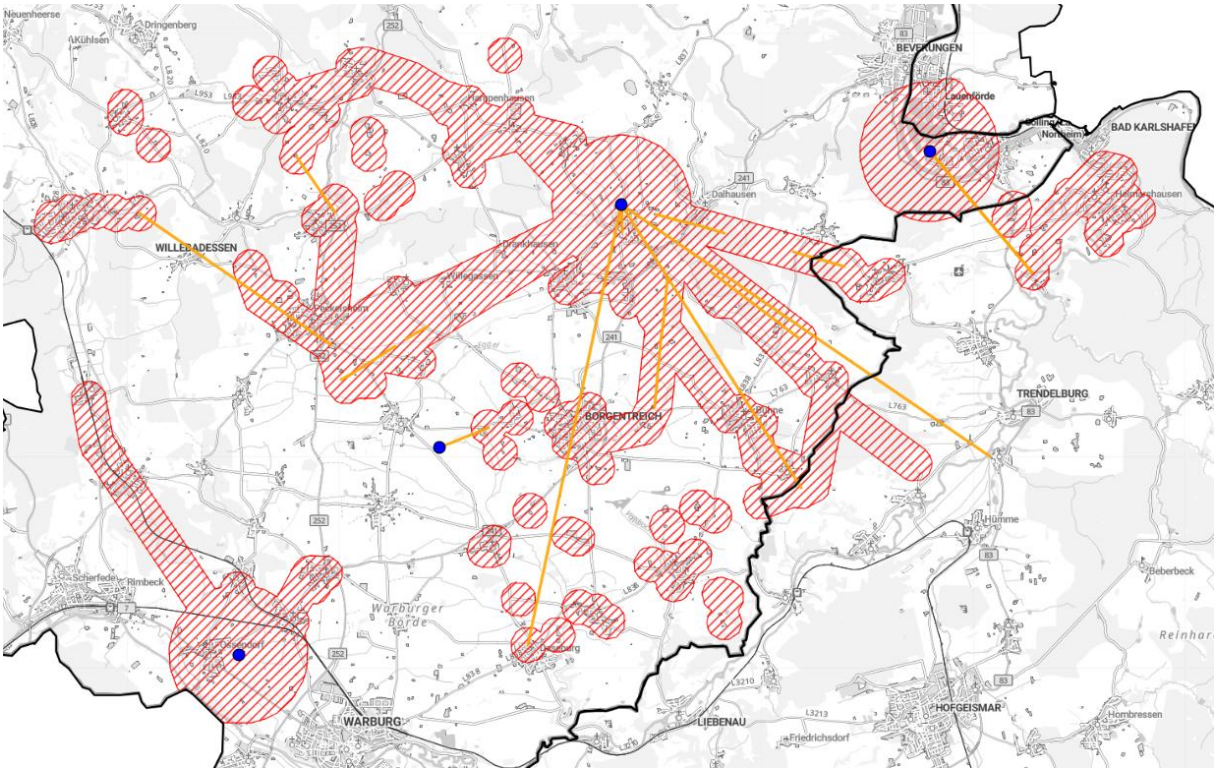


Abbildung 14: Netzkarte Kreis Höxter - Mittelspannung - 2035

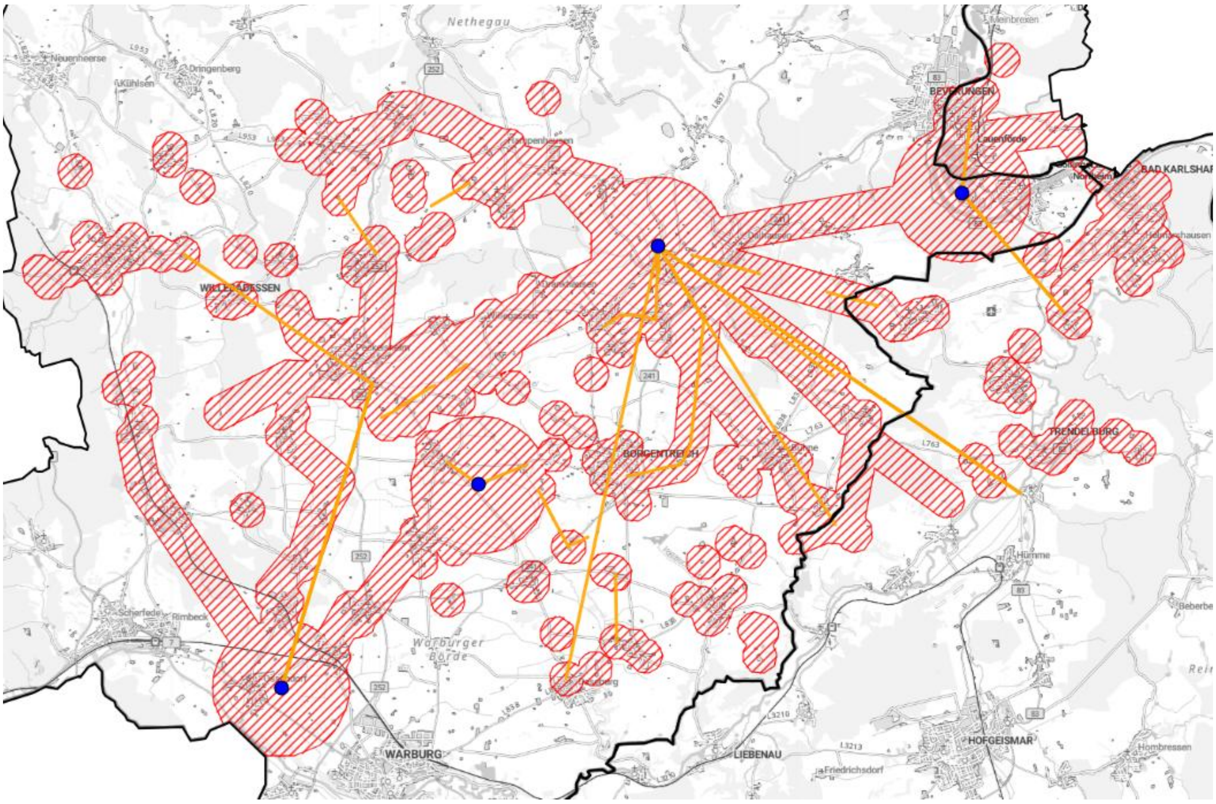


Abbildung 15: Netzkarte Kreis Höxter - Mittelspannung – 2045

2.3.2.4 Netzkarten Landkreis Kassel - Mittelspannung

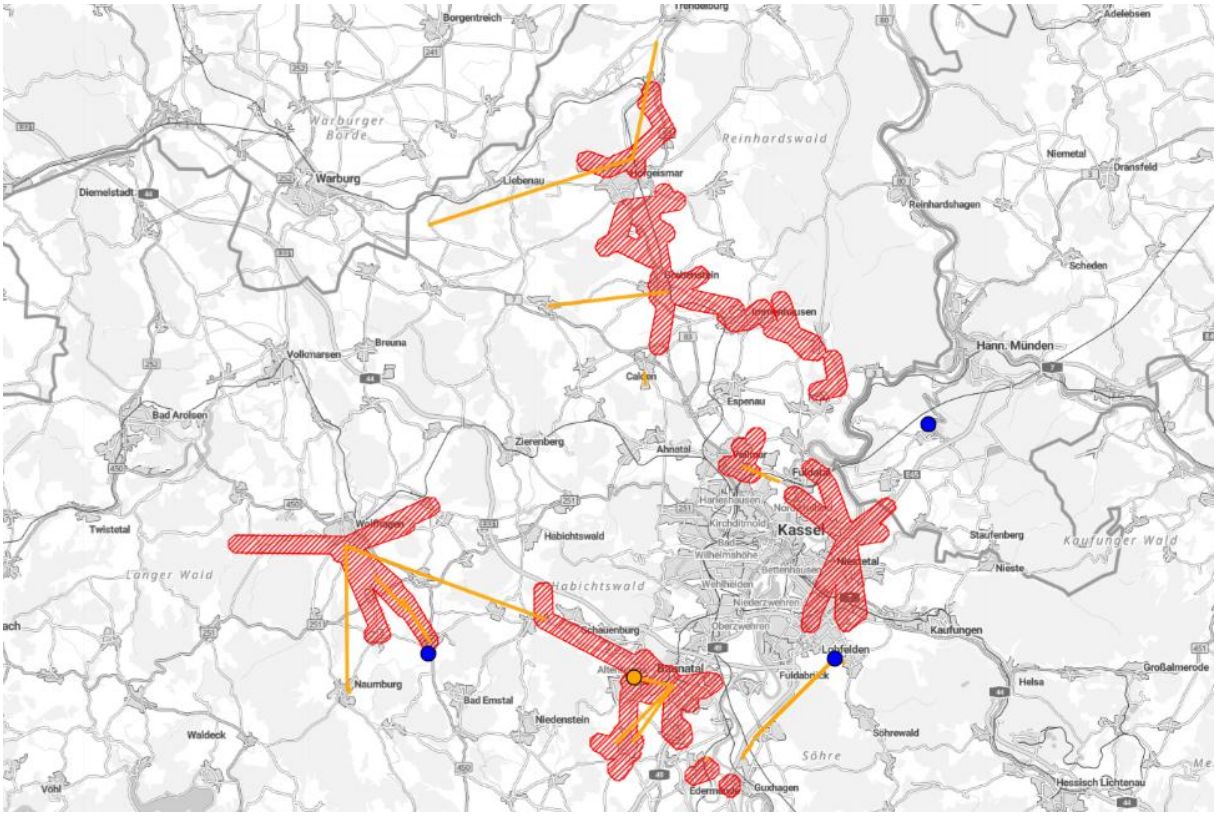


Abbildung 16: Netzkarte Landkreis Kassel - Mittelspannung – 2030

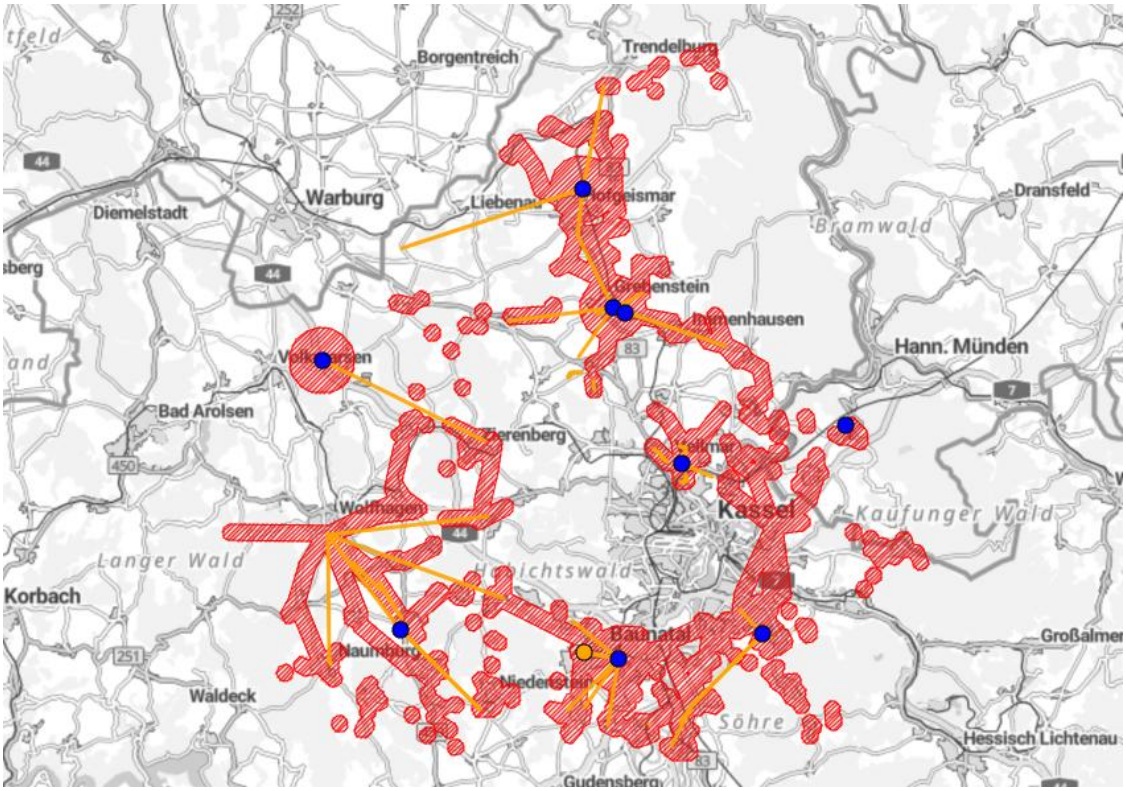


Abbildung 17: Netzkarte Landkreis Kassel - Mittelspannung – 2035

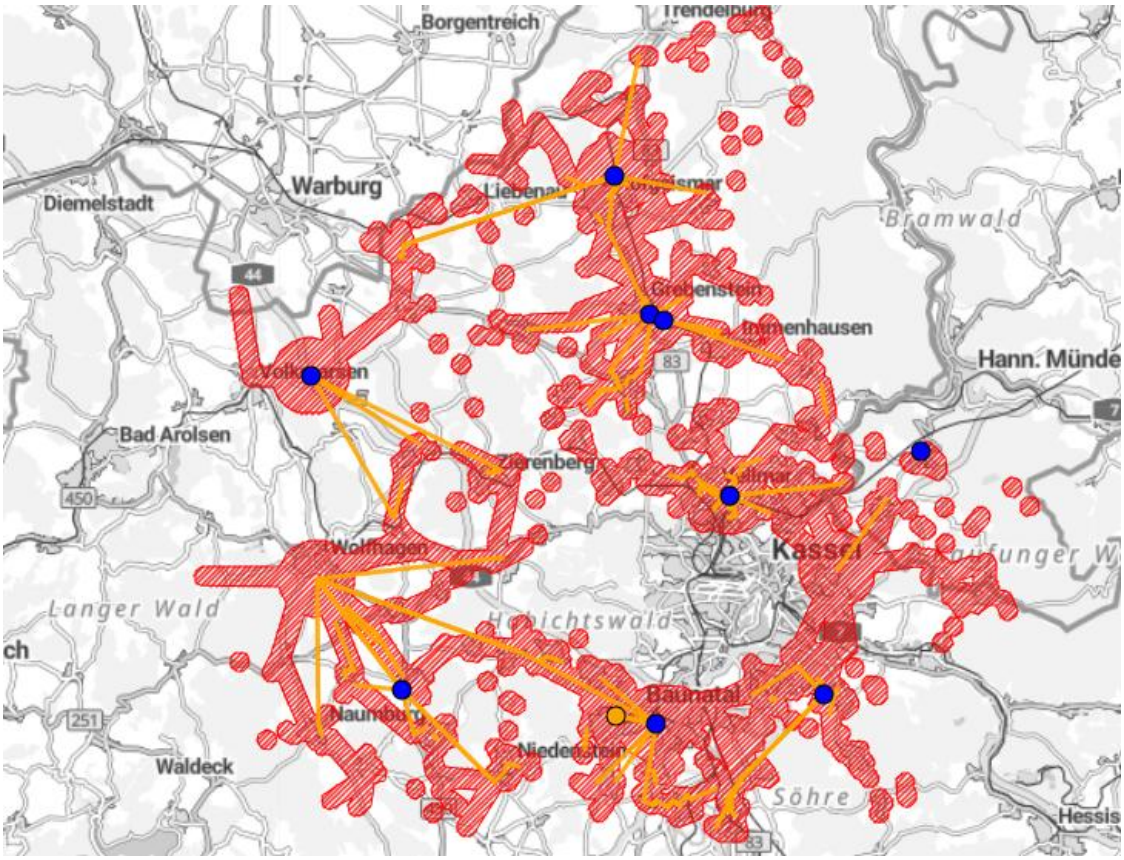


Abbildung 18: Netzkarte Landkreis Kassel - Mittelspannung – 2045

2.3.2.5 Netzkarten Lahn-Dill-Kreis – Mittelspannung

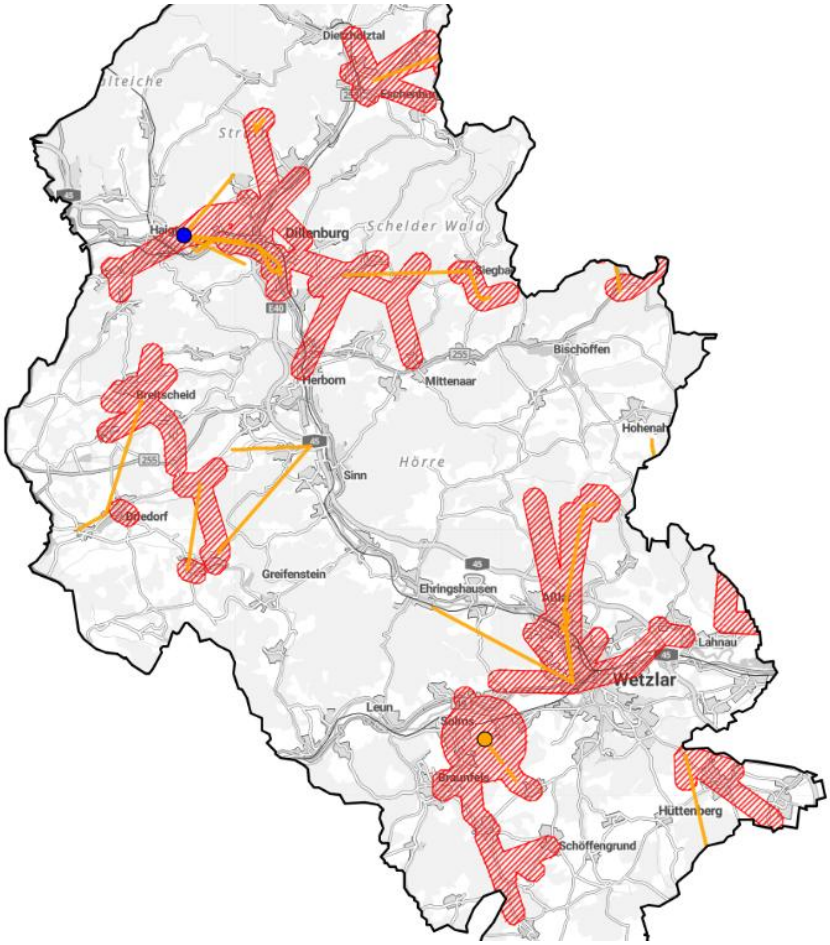


Abbildung 19: Netzkarte Lahn-Dill-Kreis - Mittelspannung - 2030

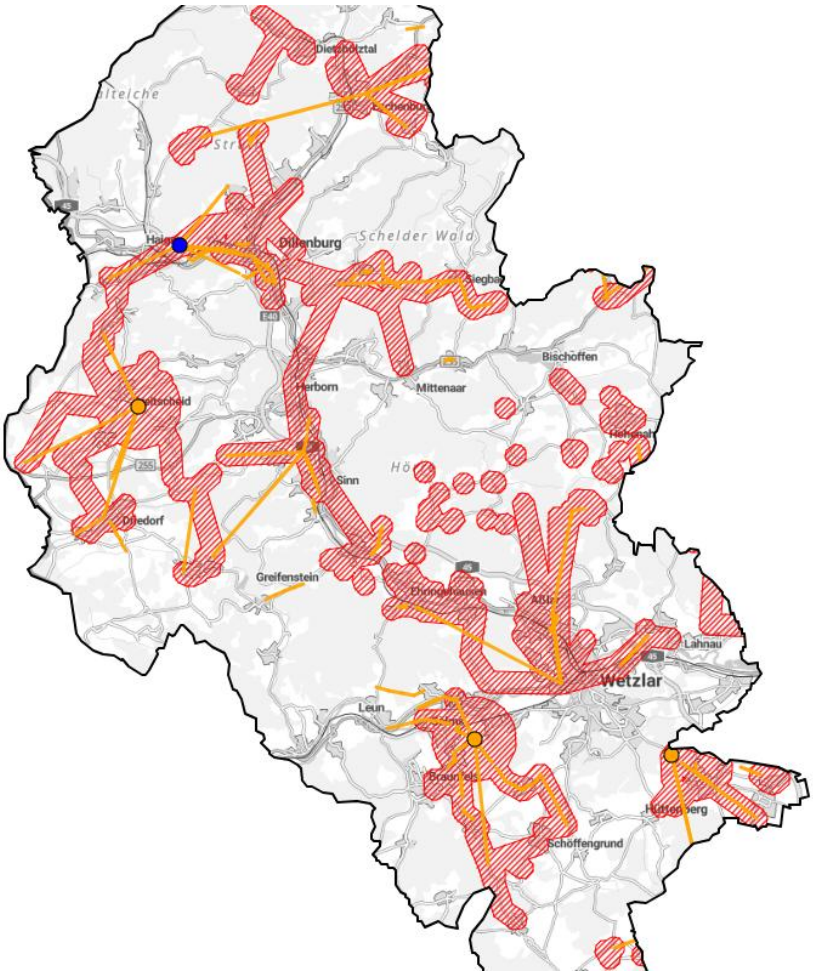


Abbildung 20: Netzkarte Lahn-Dill-Kreis - Mittelspannung - 2035

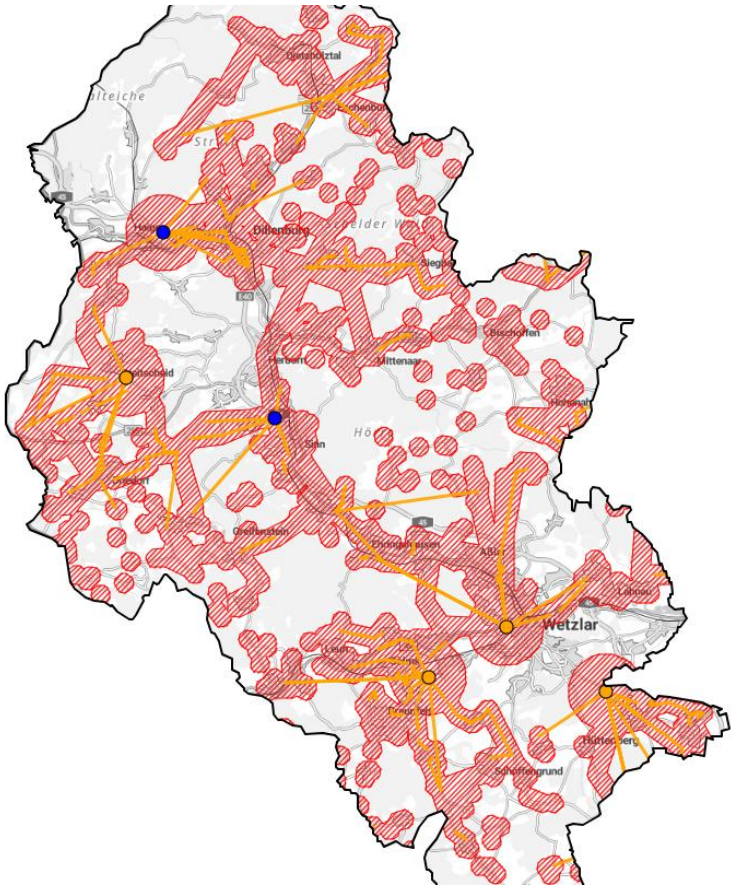


Abbildung 21: Netzkarte Lahn-Dill-Kreis - Mittelspannung – 2045

2.3.2.6 Netzkarten Main-Kinzig-Kreis – Mittelspannung

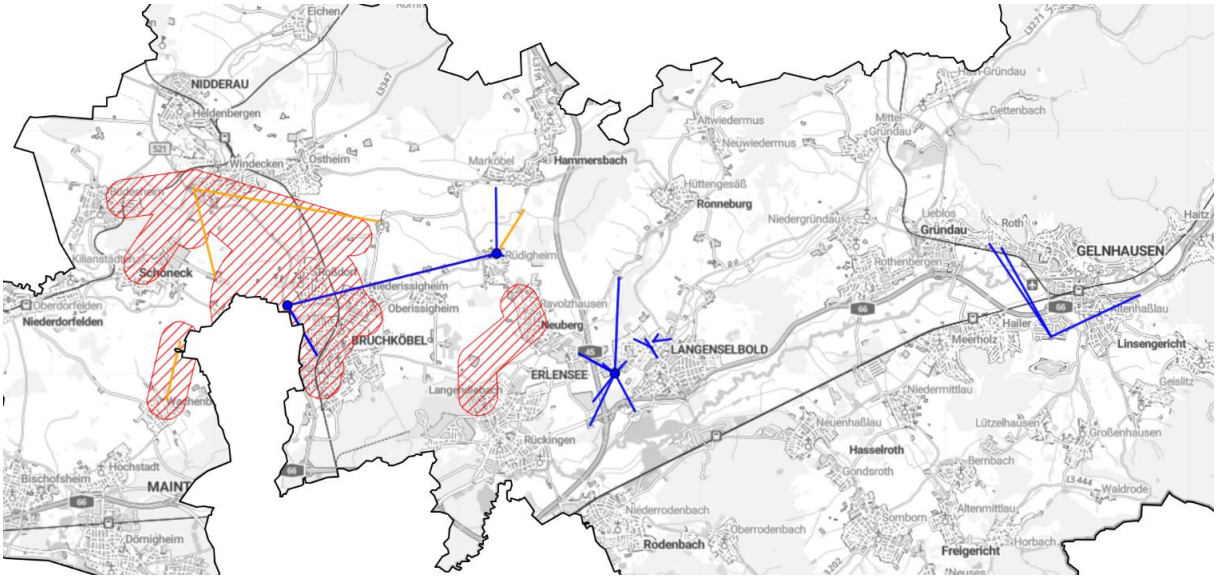


Abbildung 22: Netzkarte Main-Kinzig-Kreis - Mittelspannung – 2030

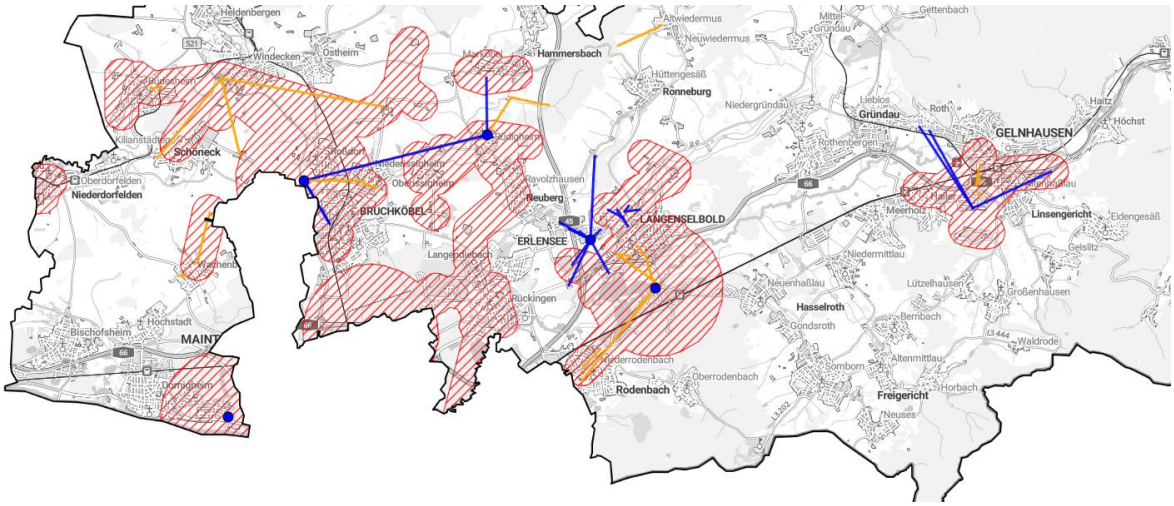


Abbildung 23: Netzkarte Main-Kinzig-Kreis - Mittelspannung – 2035



Abbildung 24: Netzkarte Main-Kinzig-Kreis - Mittelspannung – 2045

2.3.2.7 Netzkarten Landkreis Marburg-Biedenkopf

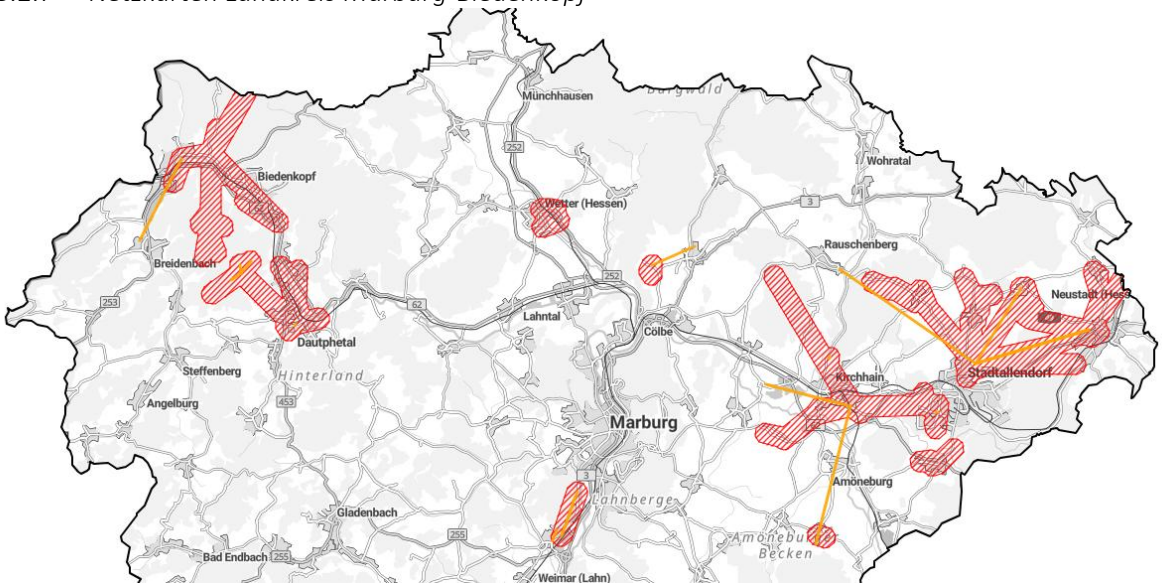


Abbildung 25: Netzkarte Landkreis Marburg-Biedenkopf - Mittelspannung – 2030

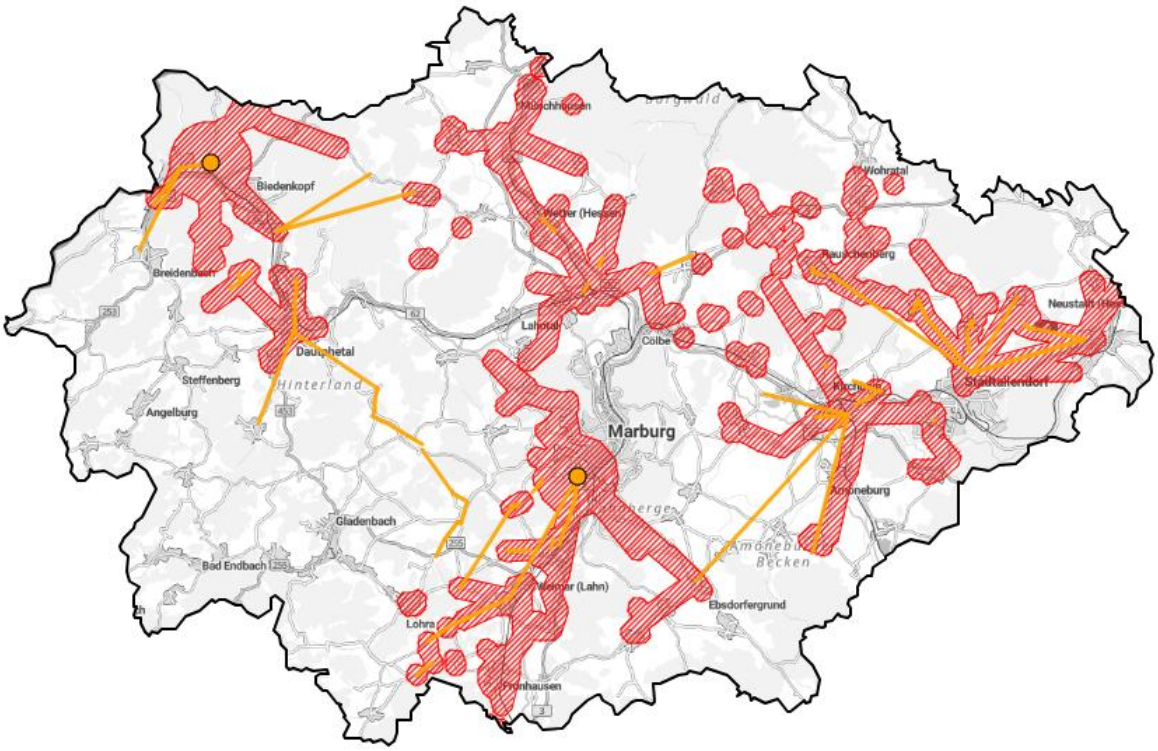


Abbildung 26: Netzkarte Landkreis Marburg-Biedenkopf - Mittelspannung - 2035

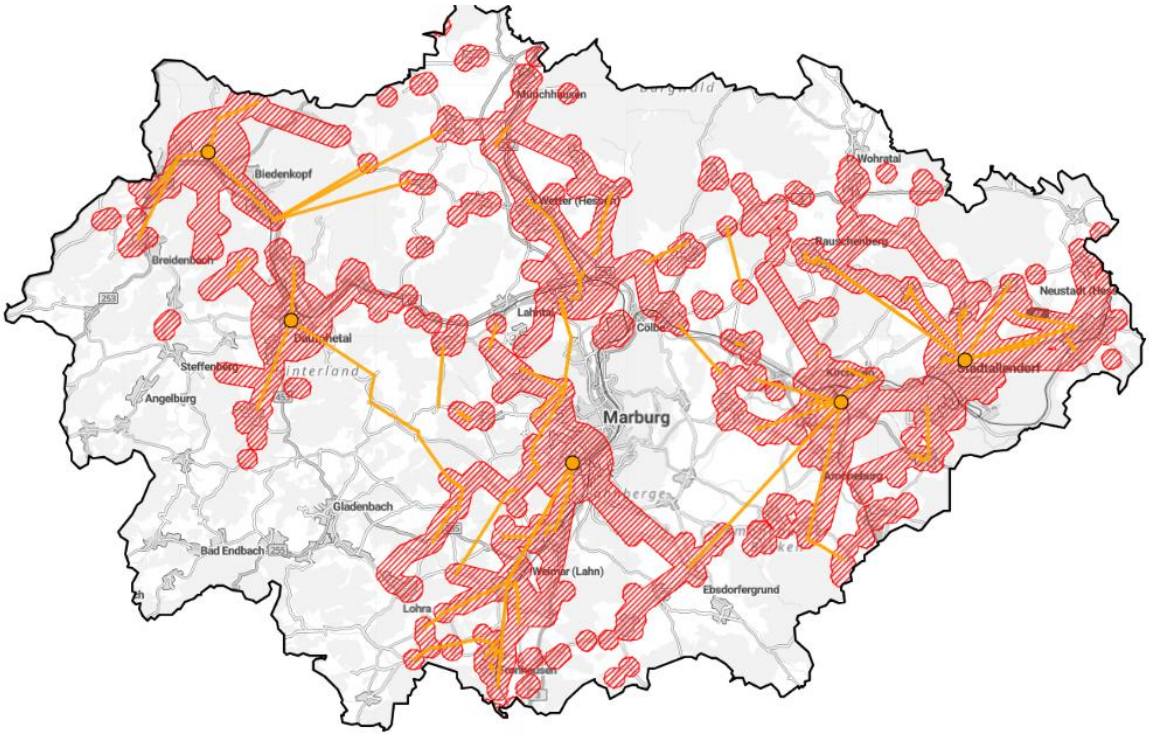


Abbildung 27: Netzkarte Landkreis Marburg-Biedenkopf - Mittelspannung – 2045

2.3.2.8 Netzkarten Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg

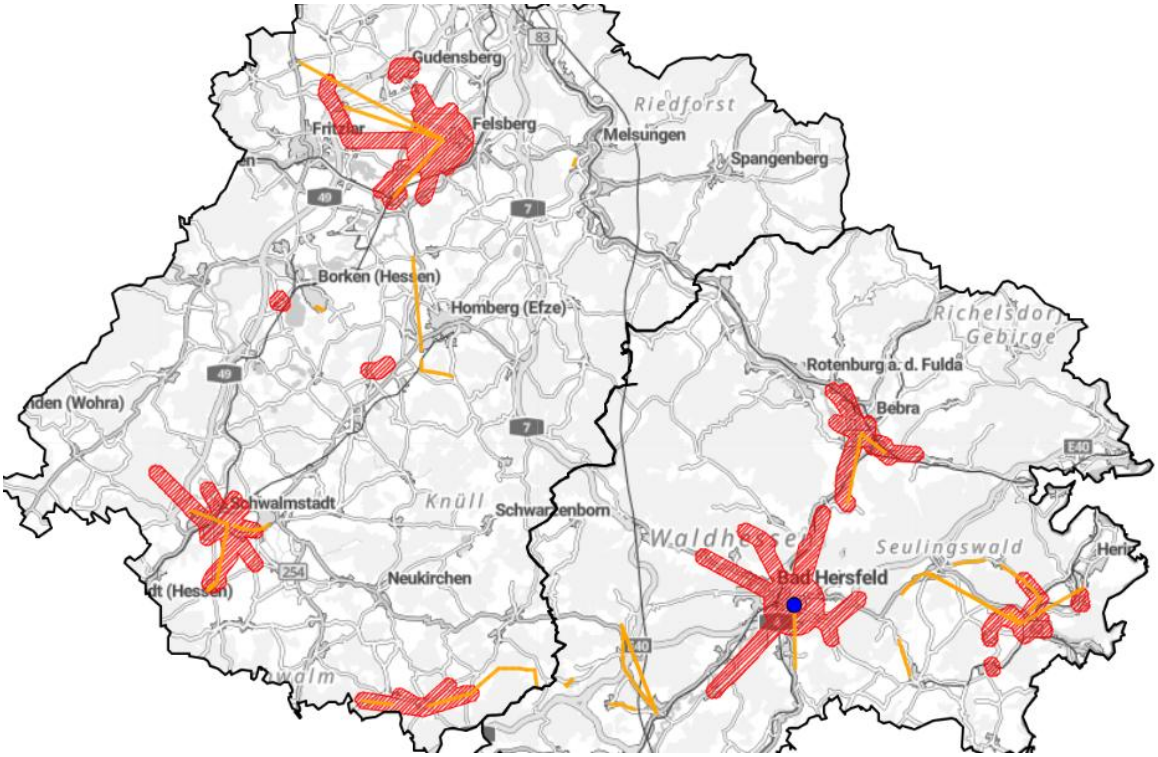


Abbildung 28: Netzkarte Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg - Mittelspannung - 2030

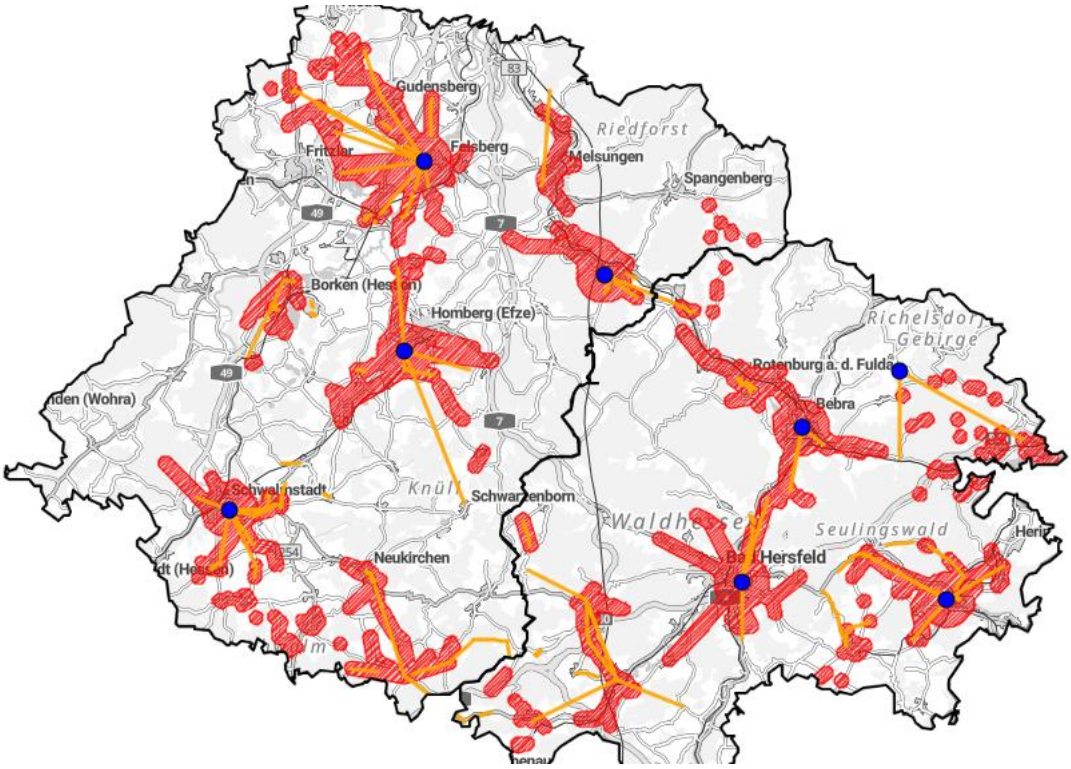


Abbildung 29: Netzkarte Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg - Mittelspannung – 2035

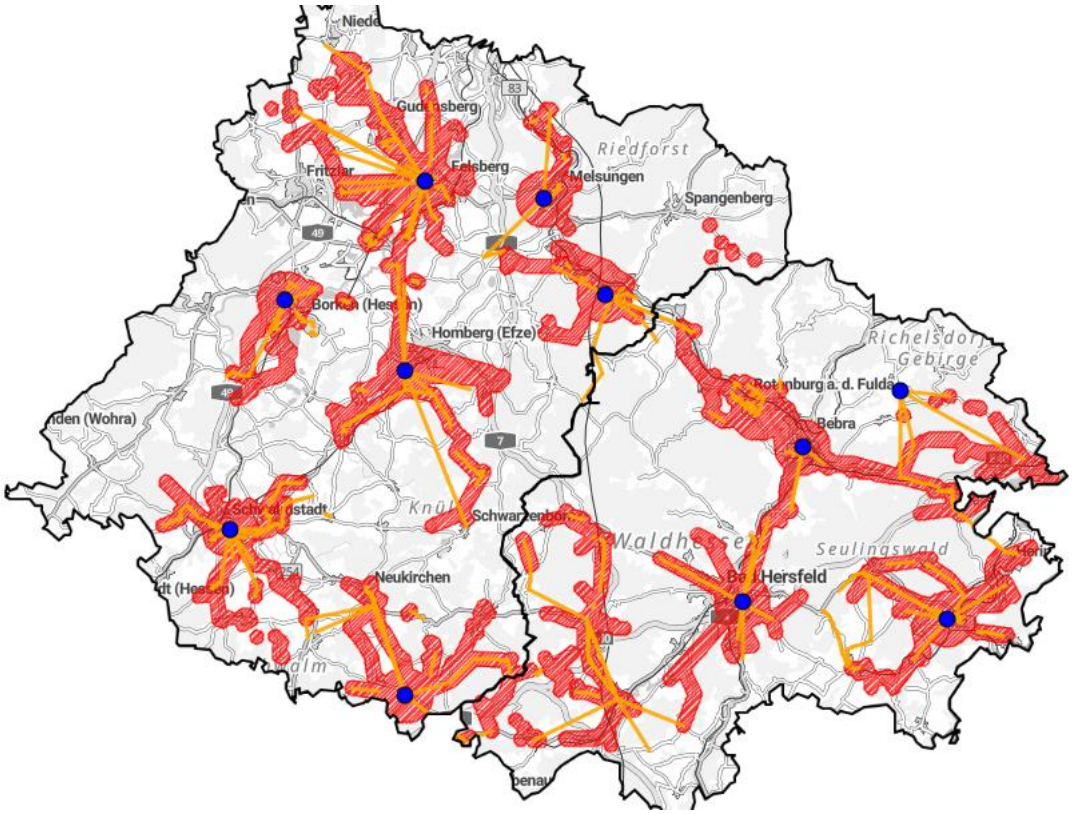


Abbildung 30: Netzkarte Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg - Mittelspannung – 2045

2.3.2.9 Netzkarten Werra-Meißner-Kreis



Abbildung 31: Netzkarte Werra-Meißner-Kreis - Mittelspannung – 2030

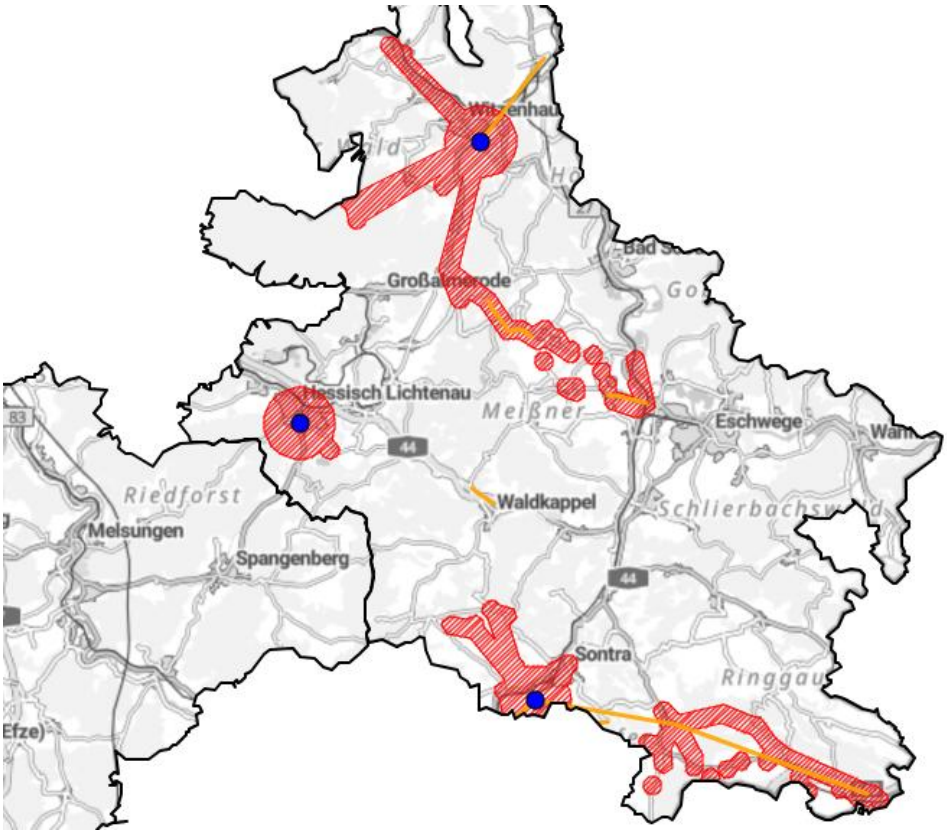


Abbildung 32: Netzkarte Werra-Meißner-Kreis - Mittelspannung – 2035

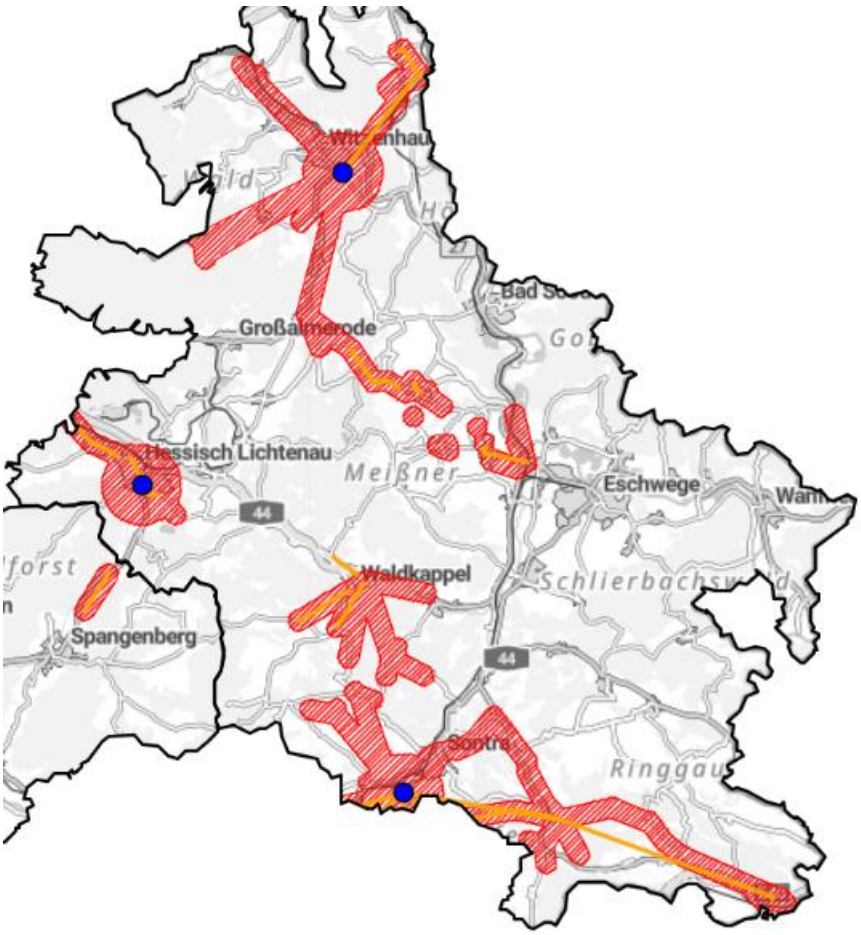


Abbildung 33: Netzkarte Werra-Meißner-Kreis - Mittelspannung – 2045

2.3.2.10 Netzkarten Landkreis Altenkirchen

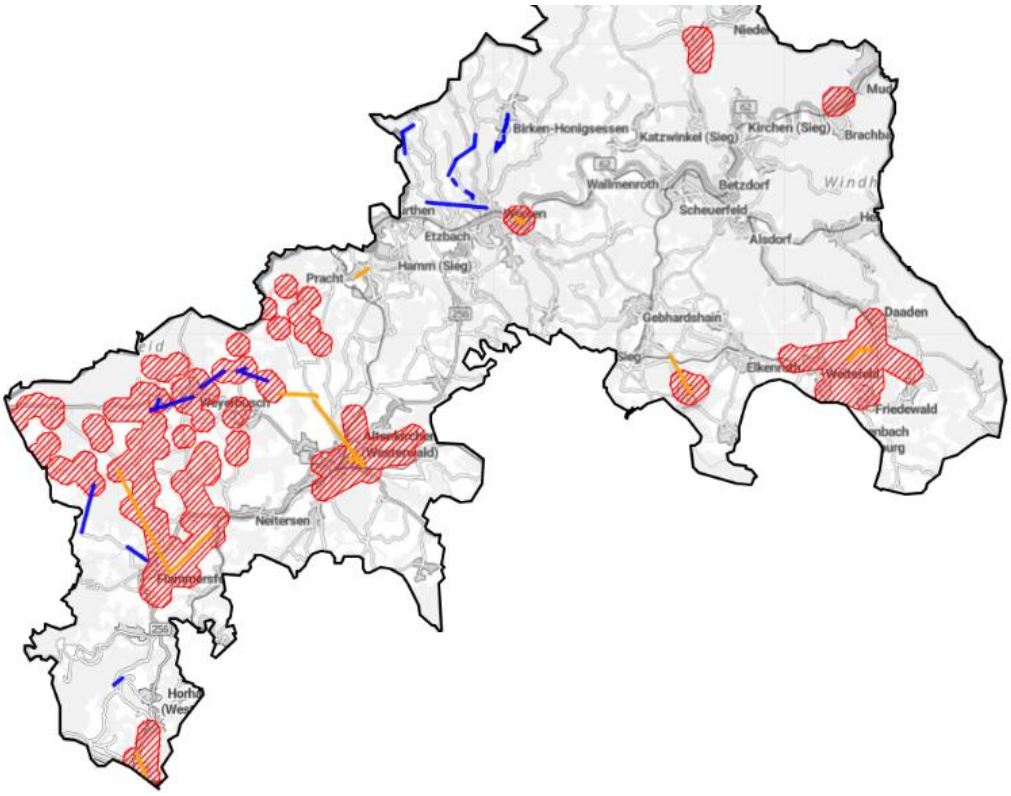


Abbildung 34: Netzkarte Landkreis Altenkirchen - Mittelspannung – 2030

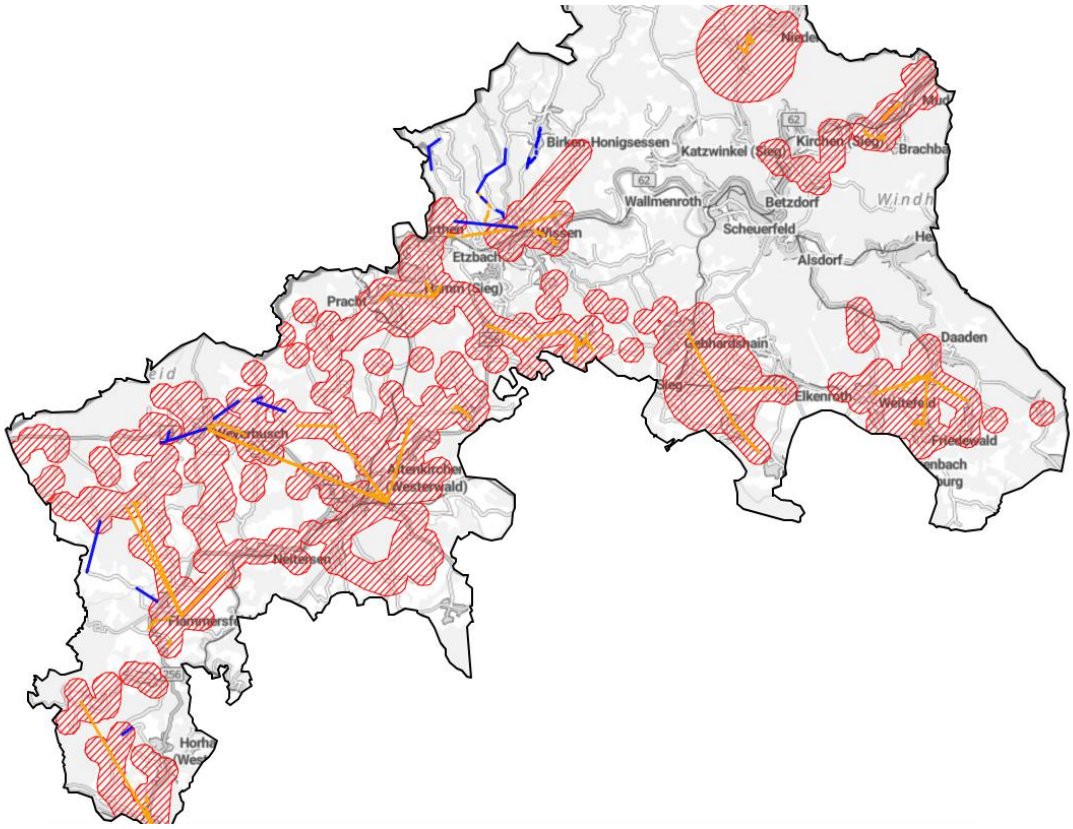


Abbildung 35: Netzkarte Landkreis Altenkirchen - Mittelspannung – 2035

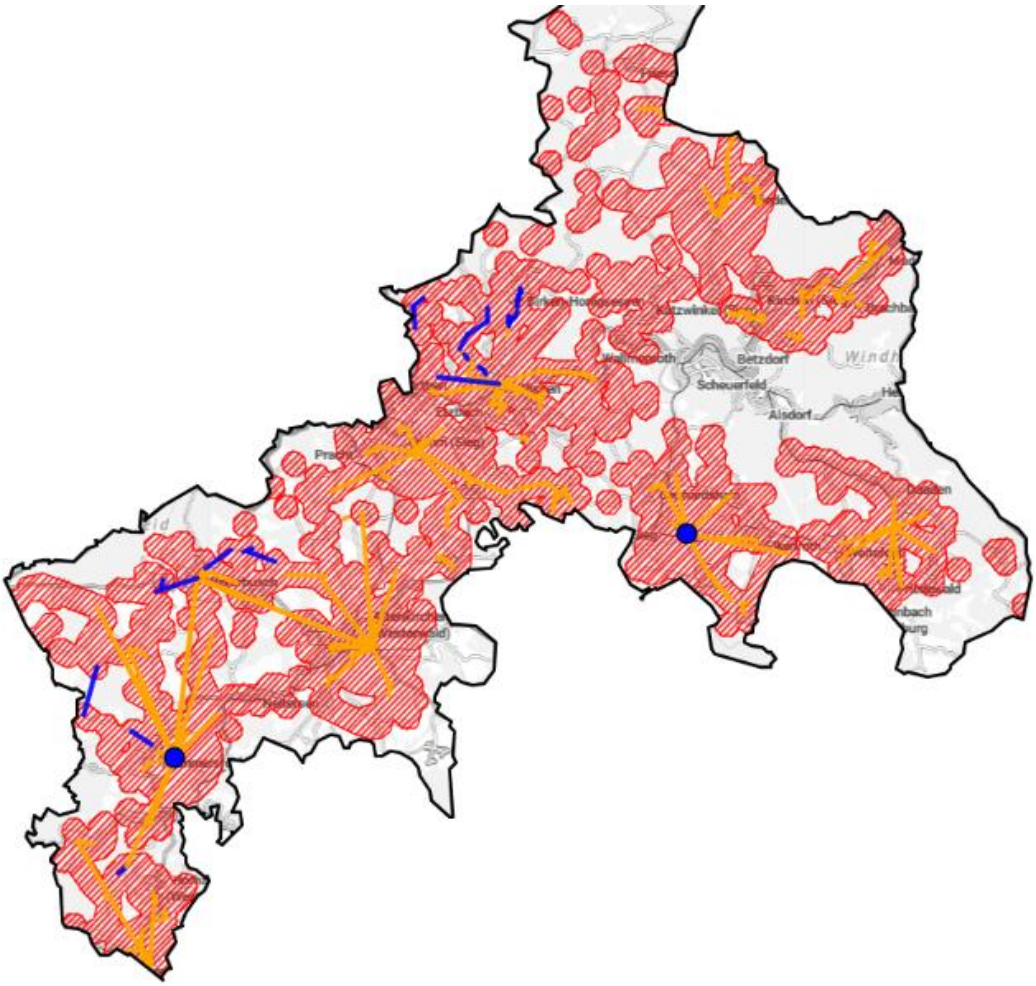


Abbildung 36: Netzkarte Landkreis Altenkirchen - Mittelspannung – 2045

3 Planungsgrundlagen

3.1 Gesetzlicher Rahmen

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

Der hier dargestellte Netzausbauplan basiert nicht nur auf dem Regionalszenario 2025, sondern auch auf eigenen Prognosedaten, die anhand des Regionalszenarios von einem externen Dienstleister für das Netzgebiet der EAM Netz ermittelt wurden. Weiterhin wurde die Netzausbauplanung erstmals in Kooperation mit einem weiteren Dienstleister automatisiert durchgeführt. Aufgrund des neuen Ansatzes sind Abweichung zwischen Regionalszenario und Prognosedaten, sowie zur Netzausbauplanung 2024 nicht auszuschließen.

3.2 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte

Das Regionalszenario der Planungsregion Mitte beinhaltet die Prognosen der EAMN für Erzeugung und Verbrauch zur Erreichung der Klimaneutralität mit den Stützjahren 2030, 2035 und 2045. Für eine ausführliche Herleitung der Prognosewerte wird auf das Regionalszenario verwiesen. Erstmals wurden bei der der Erstellung des Regionalszenarios auch die nachgelagerten, nicht berichtspflichtigen Verteilnetzbetreiber abgefragt, wodurch diese in den Prognosen berücksichtigt sind. Auf Erzeugerseite sieht das Regionalszenario einen starken Zuwachs bei Freiflächen- und Aufdach-PV sowie Windenergie vor, während konventionelle Erzeugung sukzessive reduziert wird. Wärmepumpen, Elektromobilität, Rechenzentren und Elektrolyseure werden als Lasten mit einem hohen Zuwachs benannt. Auch für Batteriespeicher wird ein starkes Wachstum prognostiziert. Insgesamt stellen die schwankende Erzeugung erneuerbarer Energien, steigende Lastspitzen und Flexibilitätsbedarfe zentrale Herausforderungen für die Verteilnetze dar.

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte

Auf das Versorgungsgebiet der EAMN entfallende Leistung in MW

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
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
Sonstige erneuerbare Erzeugung	156,0	152,7	101,1	85,2
Konventionelle Kraftwerke	76	73,8	61,7	47,3
Wärmepumpen (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

Tabelle 2: Regionalszenario 2025 für das Versorgungsgebiet der EAMN

3.3 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

3.3.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe

Die aktuelle Versorgungsaufgabe der EAM Netz GmbH ist durch eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie eine bereits spürbare Elektrifizierung auf Verbraucherseite geprägt. Während Windenergie und Freiflächen-Photovoltaik vorwiegend in der Mittelspannung angebunden sind, dominieren Aufdach-Photovoltaik, Wärmepumpen, Elektromobilität und Kleinbatteriespeicher die Niederspannungsebene. Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Verteilung der Bestandsleistungen in MW auf die einzelnen Teilnetzgebiete und Netzebenen.

3.3.1.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 1

Anlagenart	MS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	14,9	123,7
Photovoltaik Freifläche	73,1	0,0
Windenergie an Land	92,3	0,0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	9,8	0,0
Konventionelle Kraftwerke	39,5	0,0
Wärmepumpen (dezentrale Wärmelösungen)	0,4	6,1
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	0,0
Elektromobilität	4,0	46,0
Konventionelle Last	270,3	227,0
Stand-alone Rechenzentren	0,0	0,0
Elektrolyseure	0,0	0,0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0,0	57,4
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	24,5	0,0
Pumpspeicher	0,0	0,0

Tabelle 3: Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 1

3.3.1.2 Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 2

Anlagenart	MS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	3,9	40,2
Photovoltaik Freifläche	6,2	0,0
Windenergie an Land	39,3	0,0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	1,3	0,0
Konventionelle Kraftwerke	11,8	0,0
Wärmepumpen (dezentrale Wärmelösungen)	0,0	0,6
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	0,0
Elektromobilität	0,1	5,6
Konventionelle Last	19	21,1
Stand-alone Rechenzentren	0,0	0,0
Elektrolyseure	0,0	0,0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0,0	20,8
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	0,0
Pumpspeicher	0,0	0,0

Tabelle 4: Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 2

3.3.1.3 Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 3

Anlagenart	MS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	74,3	702,1
Photovoltaik Freifläche	218,5	0,0
Windenergie an Land	707,7	0,0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	34,3	0,0

Konventionelle Kraftwerke	86,7	0,0
Wärmepumpen (dezentrale Wärmelösungen)	0,0	39,2
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	0,0
Elektromobilität	16,4	241,2
Konventionelle Last	871,9	1068,9
Stand-alone Rechenzentren	0,0	0,0
Elektrolyseure	0,0	0,0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0,0	295,1
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	44,0	0,0
Pumpspeicher	0,0	0,0

Tabelle 5: Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 3

3.3.1.4 Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 4

Anlagenart	MS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	5,4	69,3
Photovoltaik Freifläche	8,2	0,0
Windenergie an Land	3,2	0,0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0,7	0,0
Konventionelle Kraftwerke	1,4	0,0
Wärmepumpen (dezentrale Wärmelösungen)	0,0	10,3
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	0,0
Elektromobilität	1,4	21,9
Konventionelle Last	18,7	116,7
Stand-alone Rechenzentren	0,0	0,0
Elektrolyseure	0,0	0,0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0,0	23,1
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	0,0
Pumpspeicher	0,0	0,0

Tabelle 6: Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 4

3.3.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Bis zum Jahr 2030 wird in allen Teilnetzgebieten ein deutlicher Ausbau von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Elektromobilität und Batteriespeichern erwartet. Innerhalb des Netzgebiets zeigen sich dabei unterschiedliche Entwicklungsschwerpunkte. Während die Entwicklung im Norden zunehmend durch den Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und die damit verbundenen Einspeiseleistungen geprägt wird, stehen im Süden insbesondere steigende Lasten aus Elektromobilität, Wärmepumpen und weiteren Anwendungen der Sektorenkopplung im Fokus. Die stärkste absolute Entwicklung wird aufgrund seiner Größe weiterhin im Teilnetzgebiet 3 erwartet.

Die Mittelspannungsebene wird bis 2030 insbesondere durch den Zubau von Windenergie- und Freiflächenphotovoltaikanlagen sowie den Anschluss von Großbatteriespeichern geprägt. Daraus ergeben sich steigende Anforderungen an die Aufnahme und den Transport dezentral erzeugter Energie. Besonders in den Teilnetzgebieten 1 und 3 werden zusätzliche Netzkapazitäten erforderlich, um die prognostizierten Einspeiseleistungen aufnehmen zu können.

Auf der Niederspannungsebene wirken vor allem der Hochlauf der Elektromobilität, der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen sowie der weitere Ausbau von Aufdach-Photovoltaikanlagen und Heimspeichern. Durch die gleichzeitige Zunahme von Einspeise- und Bezugsleistungen steigt der Bedarf an Netzverstärkungen und der Erweiterung bestehender Netzstrukturen insbesondere in Wohngebieten und ländlich geprägten Regionen.

3.3.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Bis 2035 setzt sich die Elektrifizierung in allen Teilnetzgebieten fort. Neben dem weiteren Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen nehmen insbesondere Elektromobilität, Wärmepumpen und Batteriespeicher deutlich zu. Dadurch steigen die Anforderungen an die Aufnahme dezentraler Einspeisung als auch an die Versorgung wachsender Lasten.

In der Mittelspannungsebene wird der Ausbau erneuerbarer Energien zunehmend zum dominierenden Einflussfaktor der Netzplanung. Die hohe Anzahl zusätzlicher Einspeiser führt zu einer stärkeren Auslastung bestehender Leitungen und Umspannwerke. Gleichzeitig gewinnen Batteriespeicher als flexible Netzanschlüsse an Bedeutung und tragen zur Veränderung der Last- und Einspeiseprofile bei.

Auf der Niederspannungsebene wird ein deutlich höherer Elektrifizierungsgrad erreicht. Die steigende Anzahl von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und elektrisch betriebene Wärmeerzeuger führt zu höheren Leistungsanforderungen in vielen Ortsnetzen. Neben der Versorgung wachsender Lasten bleibt auch die Integration dezentraler Photovoltaikanlagen ein wesentlicher Treiber der Netzentwicklung. Die stärksten Veränderungen werden weiterhin in den bevölkerungs- und flächenstarken Teilnetzgebieten erwartet.

3.3.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Im Zieljahr 2045 wird die Versorgungsaufgabe maßgeblich durch erneuerbare Erzeugungsanlagen, Elektromobilität, Wärmepumpen sowie Speichertechnologien bestimmt. Gleichzeitig geht die Bedeutung konventioneller Erzeugung weiter zurück. Die höchste Dynamik zeigen weiterhin die Lastentwicklungen im Bereich Elektromobilität sowie der Ausbau von Photovoltaik- und Speicherkapazitäten.

Die Stromverteilnetze entwickeln sich bis dahin zunehmend zu Netzen mit bidirektionalen Leistungsflüssen. Die Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen übersteigt in vielen Netzbereichen regelmäßig die lokale Last, wodurch sowie die Aufnahme als auch der Abtransport von Energie berücksichtigt werden müssen. Die Mittelspannungsebene übernimmt hierbei eine zentrale Rolle für die Integration großer Erzeugungs- und Speicherkapazitäten.

Die Niederspannungsebene ist im Zielnetz weiterhin durch hohe Anschlusszahlen von Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und Speichern geprägt. Gleichzeitig leisten dezentrale Flexibilitäten einen zunehmenden Anteil zur Netzintegration. Insgesamt wird in allen Teilnetzgebieten gegenüber heute ein deutlich höheres Leistungsniveau erwartet, wobei Teilnetzgebiet 3 aufgrund seines Umfangs und der hohen Ausbaupotenziale weiterhin den Schwerpunkt der Netzentwicklung bildet.

4 Netzdimensionierende Netzausbauplanung

4.1 Maßnahmenplanung

Die für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen je Zeitraum werden in den nachfolgenden Tabellen zusammenfassend dargestellt. In der Maßnahmenplanung für den NAP wird zwischen Hochspannung und Mittelspannung unterschieden. Aufgrund von getrennten Eigentumsverhältnissen werden erforderliche Maßnahmen der Netzebene 4 im Bereich der Mittelspannung benannt.

Aufgeführt werden nachfolgend Leitungsmaßnahmen (Kabel u. Freileitungen) und Anlagenstandorte. Betrachtet sind die Jahre 2030, 2035 und 2045. Die genannten Kosten beziehen sich auf Kostenschätzungen aus dem Geschäftsjahr 2026 und werden ohne Berücksichtigung von möglichen Kostensteigerungen dargestellt. Wie bereits in Abschnitt 3.1 eingeführt wurde die Ermittlung der Maßnahmen in Kooperation mit einem neuen Dienstleister durchgeführt, weshalb die Maßnahmen aus dem Netzausbauplan 2024 nicht übernommen wurden. Weiterhin wurden erstmalig bei der

Maßnahmenermittlung auch eigene Prognosedaten, die bereits ab der Niederspannungsebene ansetzen, mit einem Bottom-up-Ansatz einbezogen. Da die Datengrundlage seit der Festlegung des Regionalszenarios noch überarbeitet wurde, ergeben sich leichte Abweichung zwischen diesem und den zur Maßnahmenermittlung verwendeten Zahlen. Aufgrund der Eigentumsverhältnisse und der Netzstruktur der EAM Netz wurden die Tabellen in Abschnitt 4.1.2 leicht angepasst, sodass die Netzebene 4 in der Mittelspannungsmaßnahmenplanung berücksichtigt wird.

Detaillierte Angaben zu den einzelnen Maßnahmen sind basierend auf der Tabelle des Erhebungsbogens der BNetzA zu § 14 Abs. 2 EnWG im Anhang zu dem Netzausbauplan zu finden.

4.1.1 Maßnahmenplanung Hochspannung

Die Ausbauplanung in der Hochspannung konzentriert sich auf das Stadtgebiet Göttingen und dient der langfristigen Sicherstellung einer leistungsfähigen und sicheren Stromversorgung. Wesentliche Treiber sind die fortschreitende Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Mobilität sowie die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen. Die Maßnahmen umfassen sowohl den Ersatz bestehender Betriebsmittel als auch gezielte Netzverstärkungen und Kapazitätserweiterungen zur Aufnahme zukünftiger Last- und Einspeisezuwächse.

Besondere Herausforderungen ergeben sich aus der langfristigen Koordination der Maßnahmen mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, begrenzten Flächenverfügbarkeiten für neue Anlagenstandorte sowie den erforderlichen Genehmigungs- und Abstimmungsprozessen. Verzögerungen können insbesondere durch Planungs- und Genehmigungsverfahren oder eingeschränkte Verfügbarkeiten von Betriebsmitteln und Tiefbaukapazitäten entstehen. Aktuell sind keine Verzögerungen bekannt, die eine grundlegende Anpassung der Ausbauplanung erforderlich machten.

Der Einsatz von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen wird fortlaufend beobachtet. Für die vorliegende Planung wird jedoch davon ausgegangen, dass die prognostizierten Leistungsanforderungen überwiegend durch netztechnische Maßnahmen zu decken sind.

4.1.1.1 Aggregierte Maßnahmentabelle Stadtgebiet Göttingen HS

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW		
	NE 3: HS-Leitungen	4 km	7,4 Mio. €
	NE 4: HS/MS UW		
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW		
	NE 3: HS-Leitungen	0 km	0 €
	NE 4: HS/MS UW		
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW		
	NE 3: HS-Leitungen	2 km	3,6 Mio. €
	NE 4: HS/MS UW		

Tabelle 7: Aggregierte Maßnahmentabelle Stadtgebiet Göttingen HS

4.1.2 Maßnahmenplanung Mittelspannung

Die Mittel- und Niederspannungsebene wird in den kommenden Jahren maßgeblich durch den Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen sowie die zunehmende Elektrifizierung der Verbrauchssektoren geprägt. Insbesondere der starke Zuwachs von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen,

Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und Batteriespeichern führt zu einem erheblichen Ausbau- und Verstärkungsbedarf in den Teilnetzgebieten. Die Schwerpunkte liegen dabei auf der Erweiterung bestehender Netzknoten, dem Ausbau von Umspannkapazitäten sowie der Verstärkung und Erneuerung von Leitungsnetzen.

Besondere Herausforderungen ergeben sich aus der hohen Anzahl dezentral verteilter Anschlussbegehren sowie dem gleichzeitigen Anstieg von Einspeise- und Bezugsleistungen. Zusätzlich können Lieferengpässe bei Betriebsmitteln, begrenzte Tiefbaukapazitäten und aufwendige Genehmigungsverfahren den Realisierungszeitraum einzelner Maßnahmen beeinflussen. Derzeit wird jedoch davon ausgegangen, dass die identifizierten Maßnahmen innerhalb der betrachteten Planungszeiträume umgesetzt werden können.

Zur Begrenzung des Ausbaubedarfs werden bestehende betriebliche Optimierungsmöglichkeiten genutzt. Hierzu zählen unter anderem der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren, die Optimierung von Netzstrukturen sowie die Berücksichtigung realistischer Gleichzeitigkeiten bei Lasten und Einspeisungen.

4.1.2.1 Aggregierte Maßnahmentabelle Göttingen

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW	1	5,6 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	42,7 km	12,4 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	44	3,9 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	56,9 km	6,8 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	3	17,4 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	83,6 km	24,5 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	220	15,7 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	70,5 km	8,5 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	3	7,5 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	78,6 km	22,8 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	446	33,1 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	98,1 km	11,8 Mio. €

Tabelle 8: Aggregierte Maßnahmentabelle Göttingen

4.1.2.2 Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Northeim

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW	1	5,6 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	33,7 km	9,8 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	8	0,7 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	10,8 km	1,3 Mio. €

2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	1	3,4 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	58,2 km	16,9 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	42	3,0 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	13,3 km	1,6 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	2	8,0 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	36,8 km	10,7 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	85	6,3 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	18,6 km	2,2 Mio. €

Tabelle 9:Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Northeim

4.1.2.3 Aggregierte Maßnahmentabelle Kreis Höxter

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW	1	5,6 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	39,2 km	11,4 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	30	3,0 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	8,6 km	1,0 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	4	16,7 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	52,8 km	15,3 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	49	3,0 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	10,7 km	1,3 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	2	11,5 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	91,3 km	26,5 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	52	3,3 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	52,0 km	1,8 Mio. €

Tabelle 10: Aggregierte Maßnahmentabelle Kreis Höxter

4.1.2.4 Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Kassel

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW	4	14,2 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	100,6 km	29,2 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	72	6,9 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	30,3 km	3,6 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	7	32,5 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	108,8 km	31,5 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	170	12,4 Mio. €

	NE 7: NS-Leitungen	37,6 km	4,5 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	5	11,5 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	208,0 km	60,3 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	237	16,3 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	52,3 km	6,3 Mio. €

Tabelle 11: Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Kassel

4.1.2.5 Aggregierte Maßnahmentabelle Lahn-Dill-Kreis

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW	2	8,0 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	183,3 km	53,1 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	112	10,8 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	47,5 km	5,7 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	4	11,8 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	199,8 km	58,0 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	267	19,4 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	58,8 km	7,1 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	6	21,6 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	291,8 km	84,6 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	371	25,5 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	81,8 km	9,8 Mio. €

Tabelle 12: Aggregierte Maßnahmentabelle Lahn-Dill-Kreis

4.1.2.6 Aggregierte Maßnahmentabelle Main-Kinzig-Kreis

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW	4	4,7 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	48,4 km	13,4 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	67	6,5 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	28,4 km	3,4 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	2	5,6 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	30,8 km	8,9 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	160	11,6 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	35,2 km	4,2 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	5	15,4 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	41,9 km	12,2 Mio. €

	NE 6: MS/NS UW	222	15,3 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	48,9 km	5,9 Mio. €

Tabelle 13: Aggregierte Maßnahmentabelle Main-Kinzig-Kreis

4.1.2.7 Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Marburg-Biedenkopf

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW		
	NE 5: MS-Leitungen	60,0 km	17,4 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	117	11,3 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	49,4 km	5,9 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	2	7,6 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	115,0 km	33,3 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	278	20,2 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	61,2 km	7,3 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	3	15,9 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	130,6 km	37,9 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	386	26,6 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	85,2 km	10,2 Mio. €

Tabelle 14: Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Marburg-Biedenkopf

4.1.2.8 Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW	1	2,9 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	143,9 km	71,7 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	157	15,2 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	66,7 km	8,0 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	8	32,8 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	228,5 km	66,3 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	375	27,2 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	82,6 km	9,9 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	9	21,5 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	292,0 km	84,7 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	521	35,8 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	114,9 km	13,8 Mio. €

Tabelle 15: Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg

4.1.2.9 Aggregierte Maßnahmentabelle Werra-Meißner-Kreis

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW		
	NE 5: MS-Leitungen	4,2 km	1,2 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	28	2,7 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	11,7 km	1,4 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	3	12,6 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	48,3 km	14,0 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	66	4,8 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	14,5 km	1,7 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	2	3,0 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	43,3 km	12,6 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	92	6,3 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	20,2 km	2,4 Mio. €

Tabelle 16: Aggregierte Maßnahmentabelle Werra-Meißner-Kreis

4.1.2.10 Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Altenkirchen

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW		
	NE 5: MS-Leitungen	38,6 km	11,2 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	108	9,4 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	30,1 km	3,6 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW		
	NE 5: MS-Leitungen	84,7 km	24,6 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	150	10,9 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	37,3 km	4,5 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	2	0 Mio. €
	NE 5: MS-Leitungen	167,0 km	48,4 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	149	10,1 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	52,0 km	6,2 Mio. €

Tabelle 17: Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Altenkirchen

5 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf umfasst insbesondere altersbedingte Ersatzmaßnahmen an Leitungen, Stationen und Schaltanlagen. Diese Maßnahmen dienen der Erhaltung der Betriebssicherheit und führen nicht zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität.

Zeitraum	Erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	43,4 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	41,2 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	87,5 Mio. €

Tabelle 18: Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

6 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Der Einsatz von Blindleistung zur Vermeidung von Netzausbau in der Mittel- und Niederspannungsebene ist aktuell kein angewandtes Hilfsmittel. Zur Einhaltung des Blindleistungsbereichs zum VVNB werden Kompensationsdrosselspulen eingesetzt, um die Kabelkapazitäten zu kompensieren. Um die Anforderungen zu erfüllen, hat EAMN im Jahr 2024 eine weitere Kompensationsdrosselspule im Teilnetz 3 in Betrieb genommen und somit die bestehende Differenz von 40 Mvar ausgleichen können.

7 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Der Einsatz von Spitzenkappung nach §11 Absatz 2 EnWG wird aufgrund der Komplexität und den damit verbundenen Entschädigungsleistungen im Vergleich zum Netzausbau derzeit insbesondere unterhalb der Netzebene 4 als wirtschaftlich nachteilig angesehen. Entsprechend erfolgte keine Berücksichtigung des Instruments der Spitzenkappung für die hier aufgeführten Maßnahmen. Die Leistungszuwächse wurden jedoch mit realistischen Gleichzeitigkeitsannahmen versehen. Dadurch steigert sich die anschließbare Erzeugungsleistung bereits ohne den Einsatz des Instruments der Spitzenkappung deutlich.

8 Stellungnahmen

Im Zeitraum vom 02.11.2026 bis zum 30.11.2026 besteht auf der Profilseite von EAM Netz GmbH auf VNBdigital im Abschnitt „Dokumente“ die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen. Zudem sind Anpassungen des Netzausbauplans nur auf ausdrückliches Verlangen der BNetzA vorzunehmen.

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Teilnetzgebiete EAM Netz 5
Tabelle 2: Regionalszenario 2025 für das Versorgungsgebiet der EAMN 26
Tabelle 3: Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 1 27
Tabelle 4: Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 2 27
Tabelle 5: Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 3 28
Tabelle 6: Aktuelle Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 4 28
Tabelle 7: Aggregierte Maßnahmentabelle Stadtgebiet Göttingen HS 30
Tabelle 8: Aggregierte Maßnahmentabelle Göttingen 31
Tabelle 9:Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Northeim 32
Tabelle 10: Aggregierte Maßnahmentabelle Kreis Höxter 32
Tabelle 11: Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Kassel 33
Tabelle 12: Aggregierte Maßnahmentabelle Lahn-Dill-Kreis 33
Tabelle 13: Aggregierte Maßnahmentabelle Main-Kinzig-Kreis 34
Tabelle 14: Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Marburg-Biedenkopf 34
Tabelle 15: Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg 34
Tabelle 16: Aggregierte Maßnahmentabelle Werra-Meißner-Kreis 35
Tabelle 17: Aggregierte Maßnahmentabelle Landkreis Altenkirchen 35
Tabelle 18: Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 36

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzgebiet EAM Netz 4
Abbildung 2: Karte der Teilnetzgebiete 6
Abbildung 3: Netzkarte Göttingen – Hochspannung - 2030 7
Abbildung 4: Netzkarte Göttingen - Hochspannung - 2035 8
Abbildung 5: Netzkarte Göttingen - Hochspannung - 2045 8
Abbildung 6: Legende Mittelspannungsnetzkarten 9
Abbildung 7: Netzkarte Göttingen - Mittelspannung - 2030 9
Abbildung 8: Netzkarte Göttingen - Mittelspannung - 2035 9
Abbildung 9: Netzkarte Göttingen - Mittelspannung - 2045 10
Abbildung 10: Netzkarte Landkreis Northeim - Mittelspannung - 2030 10
Abbildung 11: Netzkarte Landkreis Northeim - Mittelspannung – 2035 11
Abbildung 12: Netzkarte Landkreis Northeim - Mittelspannung – 2045 11
Abbildung 13: Netzkarte Kreis Höxter - Mittelspannung – 2030 12
Abbildung 14: Netzkarte Kreis Höxter - Mittelspannung - 2035 12
Abbildung 15: Netzkarte Kreis Höxter - Mittelspannung – 2045 13
Abbildung 16: Netzkarte Landkreis Kassel - Mittelspannung – 2030 14
Abbildung 17: Netzkarte Landkreis Kassel - Mittelspannung – 2035 14
Abbildung 18: Netzkarte Landkreis Kassel - Mittelspannung – 2045 15
Abbildung 19: Netzkarte Lahn-Dill-Kreis - Mittelspannung - 2030 16
Abbildung 20: Netzkarte Lahn-Dill-Kreis - Mittelspannung - 2035 17
Abbildung 21: Netzkarte Lahn-Dill-Kreis - Mittelspannung – 2045 18
Abbildung 22: Netzkarte Main-Kinzig-Kreis - Mittelspannung – 2030 18
Abbildung 23: Netzkarte Main-Kinzig-Kreis - Mittelspannung – 2035 19
Abbildung 24: Netzkarte Main-Kinzig-Kreis - Mittelspannung – 2045 19
Abbildung 25: Netzkarte Landkreis Marburg-Biedenkopf - Mittelspannung – 2030 19
Abbildung 26: Netzkarte Landkreis Marburg-Biedenkopf - Mittelspannung - 2035 20
Abbildung 27: Netzkarte Landkreis Marburg-Biedenkopf - Mittelspannung – 2045 20
Abbildung 28: Netzkarte Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg - Mittelspannung - 2030 21
Abbildung 29: Netzkarte Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg - Mittelspannung – 2035 21
Abbildung 30: Netzkarte Landkreis Schwalm-Eder u. Hersfeld-Rotenburg - Mittelspannung – 2045 22

Abbildung 31: Netzkarte Werra-Meißner-Kreis - Mittelspannung – 2030 22
Abbildung 32: Netzkarte Werra-Meißner-Kreis - Mittelspannung – 2035 23
Abbildung 33: Netzkarte Werra-Meißner-Kreis - Mittelspannung – 2045 23
Abbildung 34: Netzkarte Landkreis Altenkirchen - Mittelspannung – 2030 24
Abbildung 35: Netzkarte Landkreis Altenkirchen - Mittelspannung – 2035 24
Abbildung 36: Netzkarte Landkreis Altenkirchen - Mittelspannung – 2045 25