



**ARGE FNB OST**

ARBEITSGEMEINSCHAFT FLÄCHENNETZBETREIBER OST

[www.arge-fnb-ost.de](http://www.arge-fnb-ost.de)

# Netzausbauplan

# 2019

avacon

e.dis

enso NETZ



Stromnetz  
Berlin

Stromnetz  
Hamburg

NETZE  
Magdeburg

Thüringer  
Energienetze

WEMAG NETZ  
GmbH

# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>2 Grundsätze der Netzplanung .....</b>	<b>5</b>
2.1 NOVA-Prinzip .....	5
2.2 Gleichzeitigkeiten .....	6
2.3 Spitzenkappung .....	6
2.4 Aktuelle Regelwerke .....	7
2.5 Blindleistungsmanagement .....	7
<b>3 Einflussgrößen auf die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber .....</b>	<b>8</b>
3.1 Szenarien für die Entwicklung der Einspeisung .....	8
3.2 Entwicklung der Letztverbraucherlast .....	10
3.3 Elektromobilität .....	13
3.4 Speicher und flexible Lasten .....	14
<b>4 Belastungsfälle und Szenarien .....</b>	<b>20</b>
<b>5 Ergebnisse .....</b>	<b>21</b>
5.1 Einfluss der Flexibilitäten auf den Netzausbaubedarf .....	21
5.2 Ermittelte Engpassregionen .....	24
5.3 Ausbaubedarf bei Übergabepunkten zwischen Hoch- und Höchstspannungsnetz .....	31
5.4 Ausbaubedarf im Hochspannungs-Leitungsnetz .....	35
5.5 Ergebnisse der Mittelspannungsnetzberechnungen .....	50
<b>6 Fazit und Ausblick .....</b>	<b>70</b>
<b>7 Literatur .....</b>	<b>72</b>
<b>8 Anhang .....</b>	<b>73</b>
8.1 Abbildungsverzeichnis .....	73
8.2 Tabellenverzeichnis .....	73

# 1 Einleitung

Die Energiewende wird im Verteilnetz gestaltet. 94% der installierten Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energiequellen ist im Verteilnetz angeschlossen. Das bedeutet, erneuerbare Energie wird zuerst von den Verteilnetzen aufgenommen. Ein Teil des Stroms wird dabei bereits in den Verteilnetzen verbraucht und, zumindest in mittelfristiger Sicht, auch dort gespeichert oder im Rahmen der Sektorenkopplung in andere Energieformen umgewandelt. Nur die in den Verteilnetzen erzeugungsnah nicht nutz- oder speicherbare Energie wird zu den Übergabepunkten zum Höchstspannungsnetz transportiert.

Verteilnetzbetreiber sind im intensiven direkten Kontakt mit Letztverbrauchern, Erzeugungsanlagenbetreibern und lokalen Ämtern und Behörden. Sie sind daher nah an aktuellen Entwicklungen und können realitätsnahe Prognosen erstellen.

Die Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen Flächennetzbetreiber (ARGE FNB OST) hat sich für den Netzausbauplan (NAP) folgende Ziele gesetzt:

- |   |   |  |
|---|---|--|
|  | <b>Wir sind transparent:</b>                      | <ul style="list-style-type: none"><li>• verbesserte Akzeptanz der 110-kV-Netze (und deren Ausbau) durch gemeinsame Kommunikation und größtmögliche Transparenz bei der Netzausbauplanung</li></ul>   |
|  | <b>Wir sprechen mit einer Stimme:</b>             | <ul style="list-style-type: none"><li>• Abstimmung einer gemeinsamen Strategie zur eigenen EEG-Szenarienplanung und zum Netzausbau</li></ul>   |
|  | <b>Wir arbeiten fundiert:</b>                     | <ul style="list-style-type: none"><li>• umfangreiche Bestandsaufnahme der „Ist-Netze“ mit Veröffentlichung von aktuell und zukünftig fehlenden Kapazitäten (Engpassgebiete) für den Anschluss von Erzeugungsanlagen und Speichern</li></ul>  |
|  | <b>Wir denken vernetzt:</b>                       | <ul style="list-style-type: none"><li>• vergleichbare Ergebnisdarstellung der Verstärkungen, Erweiterungen oder neu zu errichtenden Netzverknüpfungspunkte zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz (Übergabeumspannwerke), sowie Bezifferung des auszubauenden oder zu verstärkenden 110-kV-Leitungsnetzes</li></ul> |
|  | <b>Wir tauschen uns aus:</b>                      | <ul style="list-style-type: none"><li>• Verbesserung des Kompetenz- und Erfahrungsaustausches der ARGE FNB OST unter anderem zu Ausbauplanungsprämissen, Szenarienverarbeitung, Trassen und Leitungsgenehmigung sowie Planungsstrategien</li></ul>   |
|  | <b>Wir vermeiden Doppelstrukturen:</b>            | <ul style="list-style-type: none"><li>• Ausbau der Zusammenarbeit der Netzbetreiber für einen volkswirtschaftlich optimierten und gemeinsam abgestimmten Netzausbau an den jeweiligen Grenzen der (Flächen-) Netzbetreiber (Vermeidung von Doppelstrukturen)</li></ul>   |
|  | <b>Wir bringen uns ein und positionieren uns:</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Haltung entwickeln zu wichtigen Fragen des zukünftigen Netz- und Systembetriebs unter Beachtung der erweiterten und zusätzlichen Aufgaben der 110-kV (Flächen-) Netzbetreiber.</li></ul>   |

Abbildung 1: Zielsetzung des NAP2019 (Quelle: [1])

Mit der Energiewende stellen sich die Netzbetreiber neuen Herausforderungen in puncto Systemsicherheit und Versorgungszuverlässigkeit. Neben der Dezentralisierung der Erzeugung und deren „Abwanderung“ aus dem Übertragungsnetz in die Verteilnetze wandelt sich auch der Energieverbrauch, z.B. in Folge der bevorstehenden Elektrifizierung des Verkehrssektors. Um die

Stromversorgung stabil zu halten, müssen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber intensiv zusammenarbeiten.

In der Vergangenheit haben Verteilnetzbetreiber vermehrt auf den Abgleich der Datenbasis für den Netzentwicklungsplan der ÜNB mit den regionalen EE-Ausbauzahlen gedrungen. In der Folge hat sich die Datenbasis des NEP kontinuierlich verbessert. Bei der aktuellen Ausgabe des Netzausbauplanes (NAP2019) haben sich die Netzbetreiber der ARGE FNB OST daher entschieden, erstmalig die gleiche Datenbasis zu nutzen wie der Netzentwicklungsplan 2030 Version 2019 (NEP). Die beteiligten Verteilnetzbetreiber haben sich in dieser Ausgabe des NAP verstärkt darauf konzentriert, diese Prognosen zur Entwicklung installierter Leistungen von Erzeugungsanlagen der erneuerbaren Energieträger und der genannten Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzen zu berücksichtigen. Die resultierenden Energiemengen bzw. Einspeiseleistungen müssen überwiegend durch das Verteilnetz aufgenommen, verteilt und sofern notwendig in das Übertragungsnetz abgeführt werden. Die Datenbasis für den NAP2019 wurde angereichert durch eigene Prognosen der VNB zu regionalen Entwicklungen der Netzlast, vor allem vor dem Hintergrund der erwarteten demografischen Entwicklung und Elektrifizierung des Individualverkehrs.

Zusätzlich wurde der Analysehorizont erweitert. Erstmals wurden hierfür die Auswirkungen der prognostizierten Entwicklungen von Einspeisungen, Lasten und Flexibilitäten beispielhaft anhand von Berechnungen in realen und generischen Mittelspannungsnetzmodellen untersucht. Hier liegt die besondere Herausforderung in der Verteilung der weiträumigen Prognosen auf erheblich kleinere und inhomogenere Netzgebiete, da die lokale Verortung einen erheblichen Einfluss auf das Ergebnis für das jeweilige Netz hat.

Die Struktur des NAP2019 wurde entsprechend der neuen Anforderungen angepasst. Das zweite Kapitel gibt als Einstieg einen Überblick über die Einflussgrößen auf die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber (VNB). Kapitel 3 beschäftigt sich mit den für diese Untersuchung zugrunde gelegten Szenarien und Belastungsfällen, Kapitel 4 beinhaltet eine generelle Übersicht netzplanerischer Ansätze und Methoden. Kapitel 5 behandelt die Untersuchungsergebnisse aus der Hochspannungsebene und die Erkenntnisse aus Untersuchungen der Mittelspannungsebene und gibt abschließend eine Zusammenfassung der Ergebnisse und einen Ausblick.

Die Flächennetzbetreiber der ARGE FNB OST nutzen den vorliegenden Netzausbauplan außerdem, um ihre Netzengpässe und geplante Netzausbaumaßnahmen gemäß EnWG zu veröffentlichen. Dies entspricht der bisherigen Vorgehensweise aus den vorhergehenden Ausgaben des NAP.

Gegenüber den bisherigen Ausgaben des Netzausbauplanes gibt es 2019 weitere Neuerungen. Erstmals haben sich mit der Stromnetz Berlin und der Stromnetz Hamburg zwei große städtische Netzbetreiber an der Erstellung des gemeinsamen Netzausbauplanes beteiligt. Die hieraus resultierenden zusätzlichen Perspektiven und Ansätze stellen eine weitere Bereicherung für die Beurteilung und Darstellung der vor uns liegenden Aufgaben und Herausforderungen dar.

## 2 Grundsätze der Netzplanung

### 2.1 NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **Netz-Optimierung** vor **Verstärkung** vor **Ausbau**. Wird auf Basis der Planungsergebnisse oder aus dem Betrieb der Netze heraus ein Handlungsbedarf festgestellt, werden grundsätzlich zuerst Maßnahmen zur Netzoptimierung ausgeschöpft. Sind diese nicht ausreichend, erfolgen weitere Maßnahmen zur Netzverstärkung und falls erforderlich zum Netzausbau.

Neben der reinen technischen Abwägung werden die jeweiligen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen in die Entscheidungsfindung einbezogen.

Typische Maßnahmen des NOVA-Prinzips sind:

#### NetzOptimierung:

- Schaltzustandsoptimierung
- Spannungs- und Blindleistungsregelung
- Freileitungsmonitoring
- Auslastungsmonitoring

#### NetzVerstärkung:

- Bodenabstandserhöhungen von Freileitungen zur sukzessiven Erhöhung der Trassierungstemperatur auf bis zu 80°C (konventionelle Al/St-Seile)
- Um-/ Zubeseilung auf bestehendem Gestänge mit konventionellen Al/St-Seilen
- Einsatz von Hoch- oder Höchsttemperaturleiterseilen
- Ersatzneubau von Freileitungen, ggf. mit Bündelleitern
- Um- und Ausbau bestehender Schaltanlagen

#### NetzAusbau:

- Leitungsneubau auf neuen Trassen als Freileitung oder Kabel bzw. Bau sogenannter „separater Netze“
- Bau zusätzlicher Schaltanlagen

Die Unternehmen der ARGE FNB OST wenden in ihren Planungsprozessen für die Erstellung dieses Netzausbauplanes das NOVA-Prinzip vollständig an. Alle in Abschnitt 5.4 aufgezeigten Netzverstärkungs- und Netzausbauerfordernisse sind also notwendig, weil die Mittel der Netzoptimierung dort bereits vollständig ausgeschöpft werden. Maßnahmen zur Netzoptimierung wie witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb sind zum Großteil umgesetzt und werden daher in der Ergebnisdarstellung nicht separat aufgeführt.

## **2.2 Gleichzeitigkeiten**

Die zeitgleiche Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen hat einen wesentlichen Einfluss auf die benötigte Netzkapazität. Insbesondere das Verhalten der Windenergie- und Photovoltaikanlagen muss aufgrund der direkten Wetterabhängigkeit für die Netzausbauplanung bewertet werden, um eine bedarfsgerechte Dimensionierung der Hochspannungsnetze zu ermöglichen.

Die Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfaktoren ist im NAP2017 [2] ausführlich beschrieben. Sie dienen als Maß für die zeitgleiche Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen, jeweils untereinander als auch in deren Kombination.

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren liegen für die Flächennetzbetreiber der Regelzone 50Hertz in der gleichen Größenordnung. Dennoch bestehen regionale Unterschiede. Insbesondere die Flächenausdehnung der einzelnen Netzgebiete sowie die jeweils vorherrschenden Windverhältnisse und die unterschiedliche Globalstrahlung haben maßgeblichen Einfluss auf die zeitgleiche Einspeisung.

## **2.3 Spitzenkappung**

Die Anwendung der Spitzenkappung wurde detailliert im NAP2017 [2] untersucht. In vielen Gebieten der Hochspannungsnetze liegen die Gleichzeitigkeiten ohne Spitzenkappung in der gleichen Größenordnung wie die Leistungsbegrenzungen durch Anwendung der pauschalen Spitzenkappung. Damit werden für diese Gebiete keine relevanten Einsparungen im Hochspannungsausbau durch Anwendung dieses Verfahrens der Spitzenkappung erzielt.

## 2.4 Aktuelle Regelwerke

Damit die zunehmend dezentral erzeugte Leistung störungsfrei und effizient ins Stromnetz eingespeist werden kann, sind technische Regeln nötig. Folgende Regelwerke sind hierbei maßgeblich und aktueller Stand der Technik:

Netzebene	Regelwerk
NS	VDE-AR-N 4100 "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)" VDE AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz"
MS	VDE-AR-N 4110 "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)"
HS	VDE-AR-N 4120 "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)" VDE-AR-N 4121 "Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze"

Tabelle 1: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen und die Planung von Hochspannungsnetzen

Darüber hinaus gilt allgemein die DIN EN 50160 [3].

Die Regelwerke des VDE und gültige Normen werden durch eigene technische Anschlussbedingungen und Richtlinien der Netzbetreiber ergänzt.

## 2.5 Blindleistungsmanagement

Ein wesentlicher Aspekt der Netzplanung ist die Analyse der Spannungsverhältnisse und der daraus resultierende Blindleistungsbedarf. Aus netzplanerischer Sicht wird angenommen, dass der Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlagen gemäß den Mindestanforderungen der TAR zur Einhaltung der Spannungsbänder genutzt werden kann. Betriebliche Maßnahmen im Rahmen des Wirkleistungsmanagements zur Leistungsabregelung auf unter 20 % der Anlagennennleistung führen jedoch in den Hochspannungsnetzen zur Reduktion des Blindleistungsstellvermögens. Wirk- und Blindleistungsmanagement müssen daher zukünftig verstärkt miteinander koordiniert werden, um spannungskritischen Netzzuständen vorzubeugen.

## 3 Einflussgrößen auf die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber

Im Rahmen des NAP2019 der ARGE FNB OST wurden wesentliche Einflüsse mit möglichen Effekten auf die Aufgaben der VNB untersucht. Dabei haben sich die beteiligten VNB auf den Szenariorahmen des NEP 2030 Version 2019 als gemeinsame Datenbasis geeinigt, um eine bessere Vergleichbarkeit zu ermöglichen. Regionale Besonderheiten der Netzstruktur und des Untersuchungsgebietes wurden von jedem VNB zusätzlich individuell mitbetrachtet.

### 3.1 Szenarien für die Entwicklung der Einspeisung

#### 3.1.1 Szenarien des Netzentwicklungsplanes

Im Erstellungsprozess des Netzentwicklungsplanes werden durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber im vorgelagerten Szenariorahmen unter anderem mögliche Entwicklungspfade für den Ausbau der installierten Leistungen aus erneuerbaren Energien beschrieben.

Der Szenariorahmen wird von der Bundesnetzagentur konsultiert und genehmigt (zuletzt am 15. Juni 2018) und bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan. Im NEP 2030 Version 2019 sind drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 folgendermaßen definiert, vgl. [4]:

Szenario A	Szenario mit relativ größtem Anteil konventioneller Kraftwerke, Fokus bei EE-Ausbau auf Wind offshore, eher geringe Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen und geringer Sektorenkopplung, leicht sinkender Nettostromverbrauch
Szenario B	Szenario mit zunehmend flexibilisierter Energiewende, stellt Mittelweg zwischen den Szenarien A und C dar, ausgewogener Ausbau der einzelnen EE-Technologien
Szenario C	Szenario mit kleinstem konventionellen Kraftwerkspark, Anstieg des Stromverbrauchs sowie des damit verbundenen größten EE-Zubaus mit dem Fokus auf dem Ausbau der Photovoltaik, stärkere Sektorenkopplung

Alle Szenarien mit dem Zieljahr 2030 erreichen einen Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von mindestens 65 %. Lediglich der Umfang der einzelnen EE-Technologien variiert zwischen den Szenarien. Darüber hinaus unterscheiden sich die Szenarien beim Innovationsgrad, zwischen zentralen und dezentralen Erzeugungsstrukturen, bei der Durchdringung von Treibern der Sektorenkopplung – Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen – sowie von Flexibilitätsoptionen und Speichern.

### **3.1.2 Szenario des Netzausbauplanes**

Bei der Erstellung der Szenarien für die vergangenen Netzausbaupläne legten die Verteilnetzbetreiber eigene Prognose zugrunde bzw. beauftragten im Jahre 2017 einen externen Dienstleister mit einem einheitlichen Prognoseansatz für ihre Netzgebiete in Ostdeutschland. In allen Prognosen waren deutliche Abweichungen zu den Annahmen der Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber zu erkennen. Diese Differenzen waren zum einen durch die unterschiedlichen Betrachtungshorizonte und zum anderen durch die wesentlichen Unterschiede zwischen der Top-Down-Modellierung (NEP) und der Bottom-Up-Modellierung (NAP) zu erklären.

Die Bundesnetzagentur hat den Übertragungsnetzbetreibern mit der Genehmigung des Szenariorahmens deutlich höhere installierte Leistungen in 2030 im Vergleich zum vorherigen NEP vorgeschrieben. Diese Vorgaben resultieren unter anderem aus dem Klimaschutzplan der Bundesregierung sowie aus den Vereinbarungen des aktuellen Koalitionsvertrages. Als wesentliche Energieträger im zukünftigen Energiemix werden weiterhin die Entwicklungen bei Windenergie und Photovoltaik gesehen, bei konsequenter Flankierung durch einen gesetzlichen Rahmen.

Zur Erstellung des NAP2019 wird ein Entwicklungspfad für die erneuerbaren Energien zugrunde gelegt, der auf dem genehmigten Szenario B2030 zum 2. Entwurf des NEP 2030 Version 2019 basiert. Das Szenario B2030 unterstellt einen ausgewogenen Energiemix, der aus Sicht der Verteilnetzbetreiber ein wahrscheinliches Szenario beschreibt.

Die Prognosen für den Zubau an Onshore-Windenergieanlagen basieren auf den Regionalplanungen der Länder. Die daraus resultierenden Flächenpotenziale haben die Verteilnetzbetreiber bereits in den vergangenen Prognosen zugrunde gelegt, demnach wird diese Entwicklung bis zum Jahr 2030 fortgeschrieben.

Im Bereich der Photovoltaik trifft der aktuelle NEP deutliche höhere Annahmen als die Verteilnetzbetreiber in der Vergangenheit. In Anbetracht sinkender Gestehungskosten für PV-Module (u. a. Wegfall von Importzöllen) ist ein dynamischerer Zubau ein plausibles Szenario. Diesen Trend unterstreichen die Ergebnisse der letzten BNetzA-Ausschreibungsrunden sowie die aktuell hohe Zahl an Netzanschlussbegehren für große Freiflächenphotovoltaikanlagen.

Für jeden Verteilnetzbetreiber trifft die Ausbauprognose Annahmen zu den installierten Leistungen aus Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und sonstigen Einspeiseanlagen. Den maßgeblichen Einfluss auf die Netzausbauplanung der Flächennetzbetreiber haben die Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Im Bereich der Biomasseanlagen wird nur von einem gemäßigten Zuwachs

ausgegangen, da die Flächen zum Anbau der Einsatzstoffe für Biomassenanlagen bereits großflächig ausgenutzt sind. Auch berücksichtigt sind die Entwicklungen der sonstigen Einspeiser, wie z. B. Geothermie-, Wasser- und Gaskraftwerke sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die Netzausbauplanung der beteiligten städtischen Netzbetreiber wird eher von der Reduzierung konventioneller Erzeugungsleistung und der Entwicklung der Last bestimmt.

Gegenüber dem NAP2017 (ohne Stromnetz Berlin und Stromnetz Hamburg) mit einer prognostizierten installierten Erzeugungsleistung von 47 GW für 2027 ergibt sich im NAP2019 nun für 2030 im Szenario der ARGE FNB OST eine installierte Erzeugungsleistung von rund 57 GW (vgl. Tabelle 1).

Zahlen in MW	Avacon Netz (nur Regelzone 50Hertz)	E.DIS Netz	ENSO NETZ	MITNETZ STROM	Stromnetz Berlin	Stromnetz Hamburg	TEN	WEMAG Netz	Summe
Wind	3.880	10.100	640	5.870	35	130	2.800	2.140	25.595
PV	1.440	7.920	1.290	7.050	745	380	2.190	1.570	22.585
Biomasse	190	590	95	360	35	40	200	120	1.630
Sonstige Erzeugung	350	1.160	590	1.720	1405	670	790	10	6.695
<b>Summe</b>	<b>5.860</b>	<b>19.770</b>	<b>2.615</b>	<b>15.000</b>	<b>2.220</b>	<b>1.220</b>	<b>5.980</b>	<b>3.840</b>	<b>56.505</b>

Tabelle 2: Prognostizierte installierte Erzeugungsleistung 2030 je Netzbetreiber (Quelle: [4], Szenario B2030)

Den wesentlichen Beitrag liefern dabei Windenergie und Photovoltaik. Im NAP2017 wurde für diese beiden Energieträger in Summe eine installierte Leistung von 41 GW in 2027 prognostiziert, der NAP2019 erwartet nun für 2030 eine installierte Leistung von 48 GW – mit einem deutlichen Plus an Photovoltaik.

## 3.2 Entwicklung der Letztverbraucherlast

### 3.2.1 Einflussfaktor technische Entwicklung

Die vorangegangenen Netzausbaupläne haben sich stark auf Netzausbaumaßnahmen, verursacht durch steigende dezentrale Erzeugung konzentriert. Die Lastentwicklung spielte dabei eine untergeordnete Rolle und wurde daher vereinfacht als konstant angesetzt.

Im NAP2019 werden nun erstmalig die in den folgenden Absätzen beschriebenen Technologien in die Betrachtungen einbezogen, die potenziell zu einer deutlichen Laststeigerung führen können. Deshalb rückt auch die Entwicklung der Letztverbraucherlast wieder verstärkt in den Fokus der Betrachtung.

Die Lasten in den Mittel- und Niederspannungsverteilnetzen werden maßgeblich geprägt durch Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Industrielasten wirken nur punktuell. Grundsätzlich möglich ist ein zusätzlicher Lastanstieg durch den verbreiteten Einsatz von Klimaanlage, elektrischer Warmwasserbereitung, Raumwärme, Prozesswärme und anderen Verbrauchsgeräten.

Bei der Entwicklung technischer Geräte liegt der Fokus verstärkt auf Energieeffizienz. Neue, verbrauchsarme Geräte lösen im Betrachtungszeitraum alte Geräte ab. Dem wirkt der Trend zu mehr Einpersonenhaushalten entgegen. Tendenziell gibt es dadurch mehr Geräte, die aber auf kürzere Einsatzzeiten kommen. Die dargestellten Entwicklungen wurden berücksichtigt.

### **3.2.2 Einflussfaktor Bevölkerungsentwicklung**

Wesentlicher Faktor für Lastveränderungen und die Verbreitung neuer Technologien wie Elektromobilität, Power-to-Heat-Anwendungen und Wärmepumpen ist die Bevölkerungsentwicklung, denn nicht vorhandene Kunden benötigen weder in Haushalten Energie noch fahren sie mit Elektroautos oder nehmen Dienstleistungen in Anspruch. Auch Gewerbe und Industrie werden sich bevorzugt dort ansiedeln, wo Arbeitskräfte verfügbar sind und vice versa.

Grundsätzlich wird daher von einer Proportionalität zwischen Last und Bevölkerungsentwicklung ausgegangen. Zur Berücksichtigung der Bevölkerungsentwicklung bei den Ansätzen für die Letztverbraucherlast und Elektromobilität wurde auf die Bevölkerungsvorausberechnung der Statistischen Landesämter zurückgegriffen. Die Daten liegen bis 2030 in der Regel einzeln für jeden Landkreis vor. Dadurch ist es möglich, auch lokal unterschiedliche Bevölkerungsentwicklungen zu berücksichtigen. Die Ergebnisse der Bevölkerungsvorausberechnung unterscheiden sich für das Umland der attraktiven Großstädte wie Hamburg oder Berlin deutlich von denen für die stark ländlich geprägten Gebiete. Aus der Bevölkerungsvorausberechnung wurde ein Faktor ermittelt, der sich auf den Bevölkerungsstand 2018 bezieht. Für die Netzberechnung wurden alle von der Bevölkerungsentwicklung abhängigen Lasten mit dem ermittelten Faktor multipliziert.

Diese Entwicklungen zeigt auch der aktuelle Raumordnungsbericht 2017, aus dem die folgenden Abbildungen entnommen sind:

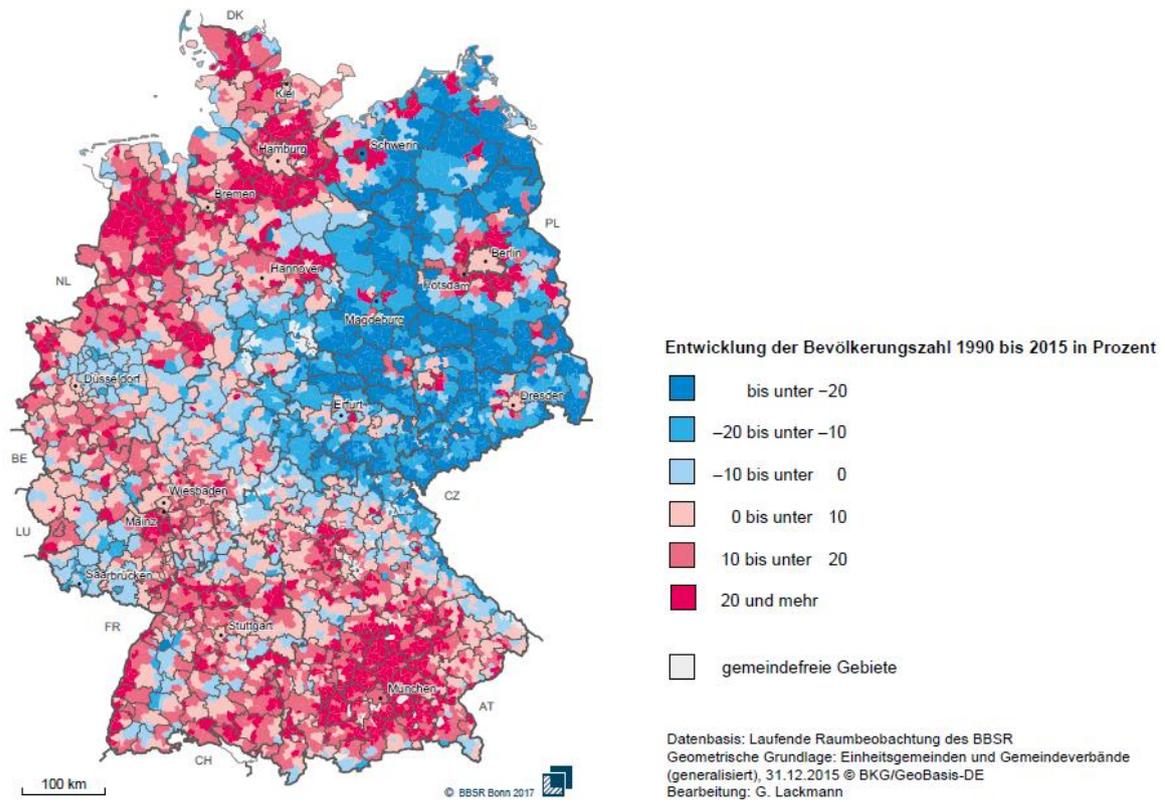


Abbildung 2: Kleinräumige Bevölkerungsentwicklung 1990 bis 2015 in Deutschland je Einheitsgemeinden und Gemeindeverbänden (Quelle: [5])

Mit einem Rückblick auf die historische Entwicklung in den Jahren 1990 bis 2015 lassen sich die o.g. Aussagen stützen. Die weitere Entwicklung der Bevölkerung bis 2035 auf Basis dieses Sachstandes führt dann zu einer Fortschreibung des Trends wie in der folgenden Abbildung zu erkennen:

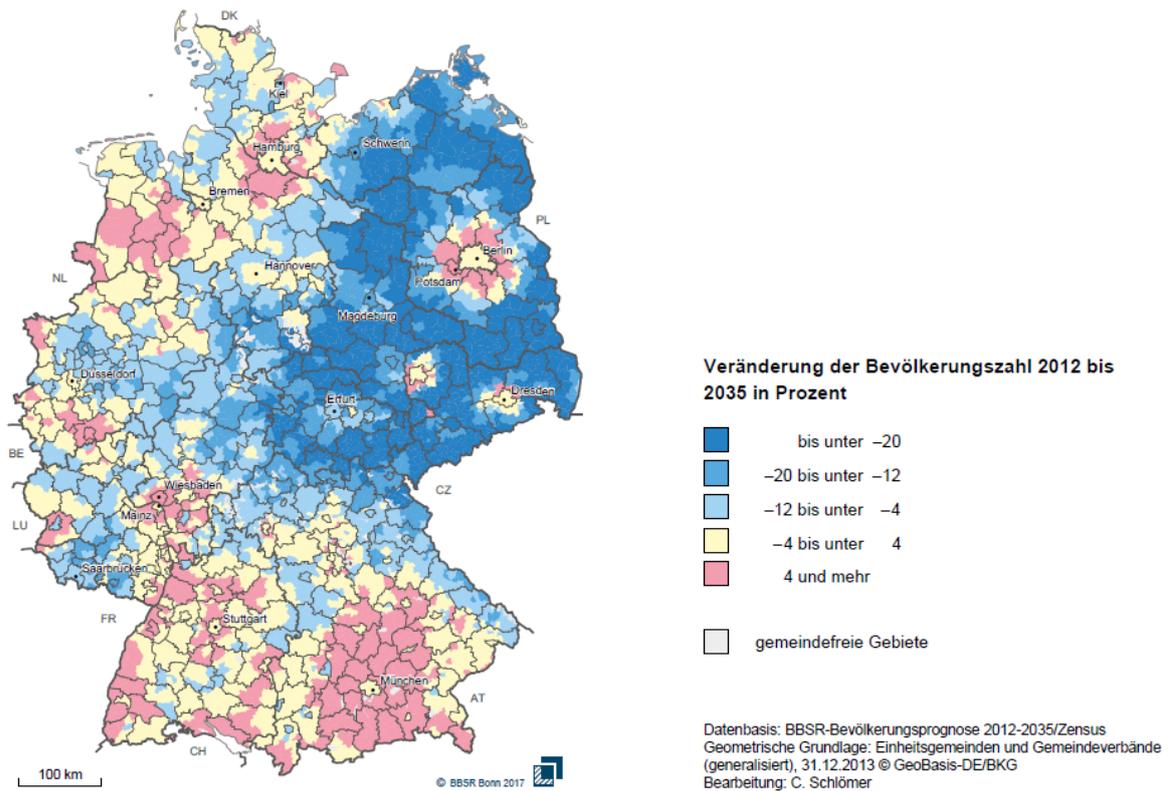


Abbildung 3: Kleinräumige Bevölkerungsentwicklung 2012 bis 2035 in Deutschland je Einheitsgemeinden und Gemeindeverbänden (Quelle: [5])

Im NAP2019 wurde eine ähnliche Detaillierung der Bevölkerungsentwicklung für die Lastprognose vorgenommen.

### 3.3 Elektromobilität

Im Mobilitätssektor wird von einer startenden Elektromobilitätswende ausgegangen. Dabei gehen die VNB davon aus, dass im PKW-Sektor eine konsequente Transformation zum batterieelektrischen Fahrzeug starten wird. Äquivalent zum NEP der Übertragungsnetzbetreiber und den Zielen der Bundesregierung nehmen die VNB an, dass zum Untersuchungsjahr 2030 im Bestand der PKW-Flotte rund 12 % batterieelektrische Fahrzeuge vorhanden sind. Dies entspricht in Deutschland ca. 6 Mio. Elektroautos. Der Bestand als solches ist wiederum an die Bevölkerungsentwicklung der jeweiligen Untersuchungsregion angepasst und gekoppelt. Regionale Unterschiede entstehen durch die unterschiedliche Verstädterung und Struktur der Untersuchungsgebiete. Es wird davon ausgegangen, dass in ländlichen und vorstädtischen Untersuchungsräumen überwiegend zu Hause geladen wird. Dagegen nehmen in städtischen Gebieten konzentrierte Ladestandorte einen immer größeren Anteil ein. Ein wahrscheinliches Szenario für Städte ist die Kombination von konzentrierten Ladestandorten und individuellen Ladepunkten. Diese unterschiedlichen Lademethoden werden anhand der

regionalen Besonderheiten der einzelnen Untersuchungsregionen angewandt. Es wird angenommen, dass der öffentliche Personennahverkehr in den großen Städten bis 2030 vollständig elektrifiziert wird. Zur Elektrifizierung von ländlichen ÖPNV sowie des Liefer- und LKW-Segments lassen sich derzeit keine Aussagen treffen.

### **3.4 Speicher und flexible Lasten**

#### **3.4.1 Einführung**

Flexibilität bedeutet, dass der Bedarf an elektrischer Leistung zeitlich verschoben oder in der Höhe verändert werden kann. Abhängig von den jeweiligen Anforderungen der Lasten bleibt der Energiebedarf dabei gleich, d.h. wird die Last eine gewisse Zeit abgeschaltet oder verringert, dann muss sie zu einem anderen Zeitpunkt für die gleiche (=verschiebbare Last) oder eine längere (=steuerbare Last) Zeitdauer wieder eingeschaltet werden. Der Energiebedarf reduziert sich lediglich bei einer Abschaltung. Es ist auch möglich, dass die bezogene Energie wieder in das Netz zurückgespeist wird (=Speicher). Beispiele hierfür sind:

- Verschiebbare und teilweise steuerbare Last:
  - Elektromobilität
  - Kühlhäuser
  - Demand Side Management (DSM) – Lastverschiebung in Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistung. Prozessbedingt wird hier die jeweilige Elektroenergiemenge benötigt, der Zeitpunkt kann aber innerhalb bestimmter Grenzen flexibel gestaltet werden.
  - Power-to-Heat-Anwendungen, wenn für die jeweilige Wärmeerzeugung Strom die einzige Quelle ist.
- Abschaltbare Last:
  - Power-to-Heat-Anwendungen, wenn durch Strom nur eine andere Energiequelle eines bivalenten Heizsystems (z.B. Gas oder Öl) substituiert wird. Die nicht aus Strom beziehbare Energiemenge wird dann z.B. durch Gas erbracht.
  - Power-to-Gas
- Speicher
  - Eigenverbrauchsoptimierung (i.d.R. Batteriespeicher)
  - Regelleistung (z.B. Batteriespeicher, Pumpspeicher)

Flexible Lasten können entweder auf Signale des Marktes oder Anforderungen des Netzbetreibers reagieren, ohne dass es zu Qualitätseinbußen beim Kunden kommt.

Im Rahmen des NAP2019 werden als Flexibilitätsoptionen insbesondere Power-to-Gas, Power-to-Heat, DSM, Elektromobilität und Speicher betrachtet.

Grundlegende Voraussetzungen für den netzdienlichen Flexibilitäteneinsatz im Verteilnetz sind heute noch nicht gegeben. Hierzu zählen die Anpassung des rechtlich-regulatorischen Rahmens sowie technischer Ausstattung im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Die Erarbeitung einer entsprechenden Rahmensetzung findet zurzeit mit einer Vielzahl beteiligter Partner statt. Auch die Höhe der tatsächlichen Flexibilitätspotenziale sind bisher unbekannt. Die wissenschaftlichen Meinungen hierzu gehen deutlich auseinander.

In den Verteilnetzen entstehen durch die Integration von dezentralen Speichereinheiten zusätzliche netztechnische Nutzungsmöglichkeiten. Studien wie die dena-Netzflexstudie [6] gehen davon aus, dass insbesondere die Kombination von marktgetriebenem und netzdienlichem Einsatz die Wirtschaftlichkeit von Speichersystemen verbessert.

### **3.4.2 Notwendige Randbedingungen zur Nutzung von Flexibilitäten**

Das Werkzeug Flexibilität wird vielschichtig diskutiert (für Markt, für Systemstabilität, für Netzengpassbeseitigung). Es bestehen diverse Abhängigkeiten zur Nutzung der Optionen, von der Verfügbarkeit bis hin zu den erforderlichen Leistungsgrößen und Energiemengen, der Vorhaltungszeiten und dem regulatorischen Aufwand.

Um die Flexibilitäten nutzen zu können, benötigt der Netzbetreiber die folgenden Randbedingungen:

- **Beobachtbarkeit**

Um die Notwendigkeit des jeweiligen netzdienlichen Einsatzes von Flexibilitäten erkennen zu können, muss der Netzbetreiber den aktuellen Netzzustand kennen und dort die Engpässe identifizieren. Dazu ist eine Beobachtbarkeit des Netzes notwendig. D.h. die Spannungen und der Leistungsfluss müssen für das Netz in annähernd Echtzeit zur Verfügung stehen. Gegenwärtig ist bei den Verteilnetzbetreibern diese Beobachtbarkeit durchgehend nur im Hochspannungsnetz gegeben und in Mittelspannungsnetzen nur in Ansätzen vorhanden. Solange definierte Lastflussrichtungen vorlagen, konnte daraus der Zustand der unterlagerten Spannungsebenen in der Vergangenheit ausreichend genau abgeschätzt werden. Durch die zunehmende Durchdringung der Verteilnetze mit dezentralen Erzeugungsanlagen ist es nicht mehr möglich, Lastflüsse in unterlagerten Spannungsebenen aus den Messwerten im Hochspannungsnetz abzuschätzen. Daher muss zukünftig in den Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzen entsprechende Messtechnik installiert werden. Diese benötigt auch eine zuverlässige und sichere Kommunikationsanbindung, um die Messergebnisse an die Netzleitstelle übertragen zu können. Dort wird entsprechend

leistungsfähige Technik zur Verarbeitung, Darstellung und Auswertung der dann anfallenden großen Datenmengen benötigt.

- **Fernsteuerbarkeit**

Der Netzbetreiber muss in der Lage sein, aus der Netzleitstelle heraus per Fernsteuerverbindung auf die Lasten zugreifen zu können und diese steuern zu können. Dies kann durch Fernwirkanlagen, Rundsteuergeräte aber in Zukunft auch über CLS-Boxen (Controllable Local System - Steuerboxen im Rahmen eines Smart Meter Gateway Systems) erfolgen. Für einen relevanten Einfluss auf den Netzausbaubedarf muss die Steuerbarkeit für geeignete Lasten verpflichtend sein.

Alternativ kann in einigen Szenarien, insbesondere in den Niederspannungsnetzen, auch eine dezentrale Regelung sinnvoll sein, da die zu verarbeitenden Datenmengen einerseits sehr groß sein werden und andererseits auch bereits mit den vor Ort vorliegenden Informationen lokal entlastet werden kann. In diesem Fall entfällt der Steuerungseffekt auf die überlagerten Spannungsebenen, da hier lokalen Problemen begegnet werden soll.

- **Priorisierung**

Von anderen Teilnehmern am Energiesystem können sich bestimmte Anforderungen an das Verhalten der flexiblen Lasten ergeben (z.B. kann der Übertragungsnetzbetreiber die Lieferung von Regelleistung zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität fordern). Diese Leistungen können von der flexiblen Last jedoch nur erbracht werden, wenn die Leistung auch durch das Netz zur Last transportiert werden kann. Wird die Last also bereits verwendet um lokalen Einschränkungen des Netzes entgegen zu wirken, steht sie grundsätzlich erst einmal nicht für die Behebung von Problemen in überlagerten Netzebenen zur Verfügung.

- **Koordinierung**

Um eine entsprechende Priorisierung des Zugriffs des Netzbetreibers auf die Flexibilitäten zu ermöglichen, ist eine Koordinierung der Zugriffe der einzelnen Teilnehmer am Energiesystem notwendig. Eine solche Koordinierung kann z.B. über eine Flexibilitätsplattform geschehen.

- **Redispatch**

Ein Sonderfall der Nutzung der Flexibilitäten ist der Redispatch. Hierbei wird bei drohender Überlastung bestimmter Netzbetriebsmittel der Leistungsfluss so angepasst (z.B. durch Reduzierung der Einspeisung oder Erhöhung der Last), dass die Überlastung vermieden wird. Gleichzeitig wird an einer nicht engpassbehafteten anderen Stelle im Energiesystem der

Leistungsfluss genau entgegengesetzt beeinflusst (z.B. wird Erzeugung in gleichem Maße erhöht, wie am Engpass abgeregelt wurde), um die Gesamtbilanz im Energiesystem wieder auszugleichen. Redispatch war bisher nur den Übertragungsnetzbetreibern vorbehalten soll aber in Zukunft auch für die Verteilnetzbetreiber möglich sein. Hier ist ein entsprechender Prozess samt der benötigten Technik noch zu implementieren. Lt. Forderung des Gesetzgebers soll der Redispatch-Prozess für die Verteilnetzbetreiber bis Oktober 2021 umgesetzt sein und als Standardwerkzeug das Einspeisemanagement zur Verhinderung von Netzüberlastungen ablösen.

### 3.4.3 Power-to-Gas

Power-to-Gas bedeutet (PtG), dass elektrische Energie genutzt wird, um mittels Elektrolyseuren Wasserstoff zu erzeugen. Dieser kann dann:

- direkt als Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden. Hier gibt es Grenzen des maximalen Wasserstoffanteils.
- in Methan umgewandelt und dann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die Methanisierung benötigt einerseits eine CO<sub>2</sub>-Quelle, zum anderen besitzt sie einen niedrigen Wirkungsgrad. Damit können diese Anlagen nur dort eingesetzt werden, wo eine dauerhafte CO<sub>2</sub>-Quelle zur Verfügung steht (z.B. bei Biogasanlagen oder entsprechender chemischer Industrie). Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit gegenüber anderen Energiespeicherverfahren noch mehr.
- in Kavernen gespeichert und danach vor Ort wieder verstromt werden. Dies setzt entsprechende geologische Verhältnisse voraus, die solche Kavernen ermöglichen. Diese sind im Wesentlichen nur in Nord- und Teilen Mitteldeutschlands gegeben.

Mit Power-to-Gas können also große Energiemengen langfristig gespeichert werden. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen können PtG-Anlagen im Untersuchungsgebiet nicht wirtschaftlich errichtet und betrieben werden. In der Prognose wird davon ausgegangen, dass die Rahmenbedingungen bis 2030 soweit angepasst werden, dass PtG-Anlagen in moderatem Umfang realisiert werden.

Im NEP [2] wird im Szenario B2030 eine deutschlandweit installierte Power-to-Gas-Leistung in Höhe von 2,0 GW angenommen. Entsprechend der Untersuchungen der FfE [7] wird angenommen, dass sich aufgrund der Verfügbarkeit von Kavernenspeichern Power-to-Wasserstoff-Anlagen hauptsächlich in Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie im mitteldeutschen Raum ansiedeln werden. Aufgrund der Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> in Biogasanlagen werden Power-to-Methan-Anlagen hauptsächlich in den ländlichen Gebieten Norddeutschlands erwartet. Damit ergibt sich im Szenario B2030 eine installierte Power-to-Gas-Leistung im Betrachtungsgebiet des NAP2019 in Höhe von

0,5 GW. Die Verteilung der Prognosezahlen auf die einzelnen Verteilnetzbetreiber kann Tabelle 3 entnommen werden.

In den Berechnungen wurden Power-to-Gas-Anlagen als flexible Last berücksichtigt, die insbesondere dann eingesetzt wird, wenn die Einspeisung aus erneuerbaren Quellen hoch ist. Sie tragen damit nicht zur Spitzenlast bei, können aber bei lokaler Nähe der Erzeugungs- und Power-to-Gas-Anlagen die Einspeisespitze reduzieren. Die prognostizierte installierte Power-to-Gas-Leistung im Betrachtungsgebiet des NAP beträgt weniger als 1 % der installierten Erzeugungsleistung von Wind und PV. Damit ergeben sich bestenfalls regionale Effekte.

#### **3.4.4 Power-to-Heat**

Im Rahmen des NAP bezieht sich der Begriff Power-to-Heat (PtH, analog zur Verwendung im NEP2030) auf großtechnische Anlagen, die elektrische Energie nutzen, um entweder Fernwärme oder Prozesswärme zu produzieren und in entsprechende Wärmenetze einzuspeisen. Kleine elektrische Wärmeerzeuger (z.B. Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, Durchlauferhitzer usw.) werden entweder dem Demand-Side-Management (DSM)-Potential oder dem nicht steuerbaren Haushalts- oder Gewerbestromverbrauch zugeschlagen und unter dem Thema Power-to-Heat nicht betrachtet.

Im NEP 2030 wird ein Teil der Power-to-Heat-Anlagen in Norddeutschland (wegen der Verfügbarkeit von erneuerbarem Überschussstrom) anhand des regionalen Wärmebedarfs auf Fernwärme- und Industrienetze verteilt. Ein weiterer Teil wird auf sogenannte „innovative KWK-Systeme“ verteilt. „Ein innovatives KWK-System ist eine Kombination von KWK-Anlage, Gaskessel und PtH-Anlage, um aus dem Markt scheidende KWK-fähige Kraftwerke zu ersetzen.“ [4] Die verbleibende Power-to-Heat-Leistung wird in ganz Deutschland auf Standorte mit in Betrieb befindlichen Kraftwerken und Heizwerken mit Wärmeauskopplung in Fernwärme- oder Industrienetze verteilt [4].

Im NEP 2030 [4] werden im Szenario B2030 für ganz Deutschland 9,1 GW Power-to-Heat-Anlagen angenommen. Davon entfallen auf das Betrachtungsgebiet des NAP2019 2,2 GW. Die Verteilung auf die einzelnen Verteilnetzbetreiber entsprechend NEP B2030 kann Tabelle 3 entnommen werden.

Grundsätzlich wird angenommen, dass elektrische Energie als zusätzliche Heizung zu anderen Wärmequellen (z.B. Gas) zum Einsatz kommt und damit Brennstoff aber keine Wärmeleistung substituiert. Damit müssen Fernwärmenetze während der Dauer der Lastspitze des Stromverbrauches auch nicht elektrisch beheizt werden.

Zahlen in MW	Avacon Netz (nur Regelzone 50Hertz)	E.DIS Netz	ENSO NETZ	MITNETZ STROM	Stromnetz Berlin	Stromnetz Hamburg	TEN	WEMAG Netz	Summe
Power-to-Gas	45	145	20	405	5	45	25	5	695
Power-to-Heat	50	550	55	465	580	250	115	25	2.090
Summe	<b>95</b>	<b>695</b>	<b>75</b>	<b>870</b>	<b>585</b>	<b>295</b>	<b>140</b>	<b>30</b>	<b>2.785</b>

Tabelle 3: Verteilung der Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Prognose (in MW) auf die Netzbetreiber (Quelle: [4])

### 3.4.5 Batteriespeicher

Der wachsende Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung und die zeitgleiche Verdrängung konventioneller Regelkraftwerke erfordern neue Lösungsansätze für das Energieversorgungssystem. Sowohl für die Balance zwischen Angebot und Nachfrage als auch zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen müssen neue dezentrale Ansätze gefunden werden. Große Potenziale werden dabei dem Sektor der Speichertechnologien zugeschrieben.

In den nächsten Jahren werden sich aller Voraussicht nach zunächst Anwendungen zur Eigenverbrauchsoptimierung sowie zur Regelleistungserbringung weiterentwickeln. Hierzu werden vorwiegend Batteriesysteme zu Einsatz kommen, welche bereits heute wirtschaftliche Einsatzgebiete finden.

In den nächsten Jahren wird zunächst von einer dynamischen Entwicklung von Kleinspeichersystemen (vornehmlich PV-Batteriespeichersysteme) in den NS-Netzen ausgegangen. Zusätzlich wird ein moderater Anstieg großtechnischer Batteriekraftwerke der MW-Klasse erwartet, wobei die bestehenden Marktmodelle für derartige Anlagen aktuell vor schwierigen Rahmenbedingungen stehen.

Speicher stellen einen Sonderfall der Flexibilität dar, da sie sowohl in Last- als auch in Erzeugungsrichtung grundsätzlich flexibel sind. Die tatsächlich nutzbare Flexibilität hängt jedoch vom Einsatzfall des jeweiligen Speichers ab. Insbesondere für Großspeicher ergibt unter den gegenwärtigen Randbedingungen nur die Teilnahme am Regelenergiemarkt ein sinnvolles Geschäftsmodell. Da die Anforderungen des Regelenergiemarktes immer zu erfüllen sind, um die Stabilität des Energiesystems aufrecht zu erhalten, kann kein Weiterer auf die Flexibilität zugreifen.

Kleinstspeicher werden meist in Haushalten in Kombination mit PV-Anlagen installiert, um den Eigenverbrauch des PV-Stromes zu maximieren.

Vor dem Hintergrund der genannten Annahmen berücksichtigt der Szenariorahmen des NAP2019 vorrangig eine Entwicklung von kleinen Batteriesystemen mit vorrangigen Anschlusspunkten im Niederspannungsnetz. Diese sind damit noch nicht vollständig durch den Netzbetreiber steuerbar. Sie reduzieren ungesteuert weder die Jahreshöchstlast, da diese in den Wintermonaten am Abend auftritt, wenn die Speicher meist leer sind, noch reduzieren sie die Einspeisespitze, da sie meist so dimensioniert sind, dass sie im Sommer nicht die gesamte Erzeugungsleistung aufnehmen können und die PV-Anlagen die volle Leistung in das Netz speisen, wenn der Speicher vor dem Mittag bereits vollgeladen ist.

#### **3.4.6 Demand-Side-Management**

Das Potential für DSM-Anwendungen ist im betrachteten Gebiet im Vergleich zu Gesamtlast bzw. -erzeugung relativ gering (0,7 GW für die Netze der beteiligten VNB). DSM-Anwendungen können damit in der Fläche keinen nennenswerten Beitrag zur Reduzierung der Last- oder Erzeugungsspitzen leisten, punktuell jedoch einen Nutzen haben.

## **4 Belastungsfälle und Szenarien**

Die Berechnung der Szenarien für die Netzaufgabe wird von den VNB auf zwei unterschiedliche Weisen, der Berechnung auslegungsrelevanter Zustände und der Zeitreihenberechnung, durchgeführt. Beide Berechnungsweisen haben den Anspruch, die kritischen Belastungsfälle für das elektrische Energienetz abzubilden und nachzuweisen, dass auch dann noch eine sichere Netzfahrweise möglich ist. In der Berechnung der auslegungsrelevanten Zustände wird zwischen zwei diametral unterschiedlichen Netzszenarien unterschieden. Im Starklastszenario wird davon ausgegangen, dass sämtliche nicht sichere, volatile Einspeisung (z.B. Windkraft und Photovoltaik) nicht in das VNB-Netz einspeist. Zusätzlich muss davon ausgegangen werden, dass die höchste zu erwartende Bezugsleistung in diesen Zeitraum fällt. Das zweite Untersuchungsszenario ist die Schwachlast. Hierbei gehen die VNBs davon aus, dass regional unterschiedlich eine Last in Höhe von 25-40 % (durch VNB individuell festgelegt) der Starklast vorhanden ist. Zusätzlich muss davon ausgegangen werden, dass in dieser Konstellation sämtliche verfügbare Einspeisung, unter Berücksichtigung der VNB-eigenen, regionalen Gleichzeitigkeitsfaktoren, in das Energienetz einspeist. In beiden Untersuchungsfällen müssen sämtliche geltenden technischen Richtlinien, sowie zusätzliche VNB-eigene Vorgaben eingehalten werden. Zusätzlich nutzten einige VNBs Zeitreihenberechnungen, um die vorliegenden deterministischen Ergebnisse zu verifizieren und besser interpretieren zu können.

Die Flexibilitätsoptionen wurden in folgenden Varianten berücksichtigt:

- **Netzdienlich**  
Die Ansteuerung erfolgt durch den Netzbetreiber. Dieser versucht, durch den Einsatz der Flexibilitäten die Netzbelastung zu verringern. Dabei beachtet er im Wesentlichen lokale Kriterien (Auslastung einer bestimmten Leitung oder eines bestimmten Betriebsmittels).
- **Marktdienlich**  
Die Ansteuerung erfolgt so, dass die Lasten den Strom zu einem möglichst niedrigen Preis beziehen. Das Steuersignal wird also vom Markt erzeugt und hängt vom Strompreis ab. Da dieser überall gleich ist, kommt es zu einer Synchronisierung des Einsatzes der Lasten (bei niedrigem Strompreis werden alle zugeschaltet). Diese Synchronität über das gesamte Marktgebiet erhöht die Belastung des Netzes.
- **Stochastisch**  
Es erfolgt keine externe Ansteuerung der Lasten sondern sie werden je nach lokalem Bedarf zu- und abgeschaltet. Da diese Bedarfe unabhängig voneinander sind, folgt der Einsatz der Gesamtheit der Flexibilitäten einer statistischen Verteilung von Zufallszahlen, verhält sich also im mathematischen Sinne stochastisch. Eine solche Verhaltensweise entspricht dem Verhalten der nicht flexiblen Lasten. Über ein größeres Netzgebiet ist eine gute Abschätzung des Verhaltens mit statistischen Methoden möglich.

Es ist zu beachten, dass sich die Anforderungen aus einem marktdienlichen und einem netzdienlichen Verhalten im Regelfall widersprechen. Bei einem niedrigen Strompreis werden vom Markt möglichst viele Lasten zugeschaltet. Dies führt zu einer hohen Netzbelastung.

Zahlen in MW	Avacon Netz (nur Regelzone 50Hertz)	E.DIS Netz	ENSO NETZ	MITNETZ STROM	Stromnetz Berlin	Stromnetz Hamburg	TEN	WEMAG Netz
Starklast 2018	720	2.400	1.210	3.345	2.285	1.795	1.740	420
Schwachlast 2018	390	950	420	1.320	855	1.260	730	130
Starklast 2030	860	3.490	1.300	3.355	2.610	2.115	2.030	460
Schwachlast 2030	470	1.400	450	1.540	850	1.060	690	140

Tabelle 4: Letztverbraucherlast 2018 und Prognose für 2030 in MW je Netzbetreiber (ohne Erzeugung und Flexibilitäten).  
Quelle: eigene Erhebungen und [4]

## 5 Ergebnisse

### 5.1 Einfluss der Flexibilitäten auf den Netzausbaubedarf

Der Netzausbaubedarf wird davon beeinflusst, welche der in Abschnitt 3.4 dargestellten Einsatzvarianten der Flexibilitäten sich durchsetzen wird. Bei einem marktdienlichen Einsatz ist

vereinzelt ein zusätzlicher Netzausbau zu erwarten, bei einem netzdienlichen Einsatz kann der erwartete Netzausbaubedarf in Einzelfällen zeitlich verschoben werden. Es ist nicht zu erwarten, dass die Ansteuerung konsequent nach einer der genannten Strategien erfolgt, sondern es sind Mischformen zu erwarten. Z.B. könnten die Flexibilitäten grundsätzlich marktdienlich eingesetzt werden. Im Falle, dass sich ein lokaler Engpass einstellt, werden die betroffenen Flexibilitäten dann netzdienlich betrieben.

Damit lassen sich auch keine pauschalen Aussagen zum Einfluss der Flexibilitätsnutzung auf den Netzausbaubedarf treffen. Diese hängen vom jeweiligen Einzelfall ab. Anhand von Untersuchungen an beispielhaften realen Netzen und Modellnetzen werden in den nächsten Abschnitten die Effekte verschiedener Werkzeuge und grundsätzliche Herausforderungen dargestellt.

### **5.1.1 Auswirkungen auf die Mittelspannungsebene**

In Netzen mit niedriger Lastdichte, die durch Erzeugungsanlagen dominiert werden, kommt es bereits heute zu umgekehrten Lastflüssen, also einer Rückspeisung in überlagerte Spannungsebenen. Den hieraus resultierenden Spannungsproblemen kann mit geeigneten und erprobten Mitteln wie regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) und weiteren Maßnahmen zur Spannungshaltung (z.B. Q(U)-Regelung) entgegengewirkt werden. Da die resultierenden Lastflüsse aus Einspeisungen die bisherigen Letztverbraucherlasten häufig heute schon deutlich überschreiten, wurden und werden Restrukturierungen und Netzverstärkungen mit erhöhten Querschnitten eingesetzt, um diesen Herausforderungen zu begegnen. Dies führt dazu, dass der Ausbaubedarf durch Lastzuwächse in diesen Netzen vergleichsweise gering zum Ausbaubedarf aufgrund von EE-Einspeisung ist.

In Netzen mit hoher Lastdichte und vergleichsweise geringer EE-Einspeisung, welche bevorzugt in Ballungsräumen vorkommen, sind Maßnahmen zur Netzverstärkung und Restrukturierung z.T. aufgrund technischer Rahmenbedingungen (Biegeradien, Bauraum in Innenraumstationen, vorhandener Trassenraum) schwerer umsetzbar oder mit höheren externen Kosten (Verkehrsbehinderungen, Tiefbau, Lärmbelästigung) behaftet. Hierfür sind andere Lösungsansätze wie z.B. netzdienliches Laden und intelligente Laststeuerung (Smart Load Control) vorteilhaft. Bei diesen geht es darum, die benötigte Energiemenge für die Ladung von Fahrzeugen oder auch anderen Lasten so zu verteilen, dass die maximale Auslastung der Netzinfrastruktur begrenzt wird und dennoch jedem Kunden störungsfreies Laden ermöglicht werden kann - bei gleichzeitig geringeren Kosten als bei alleinigem Netzausbau.

Die Elektrifizierung des Verkehrssektors führt nach bisherigen Szenarien, unter der Annahme von ungesteuerten Ladevorgängen, zu höheren Lastspitzen vor allem in den Mittel- und

Niederspannungsnetzen. Dieser erhöhte Leistungsbedarf der Fahrzeuge ist im Vergleich zu bisherigen Haushaltslasten über eine längere Zeitdauer zu erwarten. Die Ladezeitfenster werden sich daher aufgrund des anzunehmenden Nutzerverhaltens und des Zeitbedarfs von Ladevorgängen mit hoher Wahrscheinlichkeit mit den bisherigen Hochlastzeiten überschneiden. Die Auswirkungen dieser Entwicklung können dabei aufgrund regionaler Unterschiede in der Netzstruktur unterschiedlich ausfallen. Eine generelle Aussage über den Einfluss auf den Ausbaubedarf in der Mittelspannungsebene aufgrund der vielfältigen Unterschiede und der sehr hohen Anzahl von MS-Netzen ist nicht möglich – im NAP2019 wird der Ausbaubedarf daher lediglich exemplarisch anhand von den folgenden denkbaren Szenarien beschrieben werden.

In einigen eher ländlich geprägten Gegenden wird der prognostizierte Anstieg der Elektromobilität beispielsweise dafür sorgen, dass der Lastrückgang durch den erwarteten Bevölkerungsschwund nicht so ausgeprägt wirkt und die Letztverbraucherlasten in Summe auf heutigem Niveau verharren. Hier ist einzig aufgrund der Elektromobilität eher geringer Netzausbau zu erwarten.

In eher touristisch geprägten ländlichen Bereichen, wie beispielsweise den Seebädern an der Ostsee, ist wiederum ein deutlicher Lastanstieg zu erwarten. Diesem wird je nach örtlicher Situation mit Netzausbau und in Spitzenlastzeiten auch mit zusätzlichem Lademanagement begegnet werden. In Ballungsräumen wie den beiden Millionenstädten, aber auch in einigen weiteren großstädtisch geprägten Gegenden ist je nach Szenario ebenfalls ein Lastanstieg zu erwarten, der sich voraussichtlich nicht homogen auf die Flächen der Städte verteilen wird. Hier wird insbesondere mit Hotspots gerechnet, beispielsweise durch mit Ladesäulen ausgestattete Supermarktparkplätze, Straßenzüge mit einer überdurchschnittlichen Häufung von häuslichen Ladeeinrichtungen oder auch dezentrale PtH-Anlagen. Schnellladestationen an Autobahnraststätten sind in dieser Untersuchung nicht als Flexibilitäten mit Wirkung auf das MS- oder HS-Netz betrachtet worden.

Unter Berücksichtigung der Inhomogenität des Lastanstiegs ist es nachvollziehbar, dass in weniger betroffenen Bereichen bereits mit dem Austausch von älteren Massekabeln und ggf. größeren Transformatoren ausreichend Leistung zur Verfügung gestellt werden wird - Im Gegensatz hierzu aber in durch Hotspots geprägten Bereichen mit zusätzlichem Restrukturierungs- und Verstärkungsaufwand zu rechnen ist, welcher durch Lade- und Lastmanagement reduziert werden soll.

### **5.1.2 Auswirkungen auf den HS-Netzausbaubedarf**

Die aktuellen Erkenntnisse aus den verwendeten Szenarien zur Elektromobilität lassen erwarten, dass es bei den Prognoseansätzen des NAP2019 in der Fläche für 2030 in einigen Regionen moderater von Elektromobilität verursachter Netzausbau im HS-Netz notwendig sein wird. Bei weiter steigender Elektromobilität ist Netzausbau im HS-Netz punktuell zu erwarten (z. B. Wechsel einzelner HS/MS-Transformatoren und Erweiterung HöS/HS-Schaltanlagen). Dies resultiert in einzelnen Fällen aus lokalen Besonderheiten, beispielsweise einer überdurchschnittlichen Häufung von Ladeinfrastruktur. Dies trifft beispielsweise für Autobahnraststätten und Depots für Elektrobusse zu, so wie für Bereiche mit großem Zuwachs an individueller Elektromobilität. Es wird erwartet, dass an diesen Örtlichkeiten eine größere Fahrzeugmenge mit hoher Gleichzeitigkeit und hohen Ladeleistungen (Schnellladesäulen) zusammenfällt. Je nach Sachlage können dafür HS-Netzanschlüsse notwendig werden, die auch einen Einfluss auf den Netzausbau haben können.

### **5.2 Ermittelte Engpassregionen**

Die Basis zur Ermittlung der Engpässe sind die Prognosewerte der Erzeugung und des Bezuges für 2030. Die aufgezeigten Engpässe sind nicht identisch und vergleichbar mit den aktuellen NSM-Maßnahmen der jeweiligen Verteilnetzbetreiber. Abbildung 4 bis Abbildung 9 zeigen die im Rahmen der Netzberechnungen ermittelten Netzengpassgebiete an.

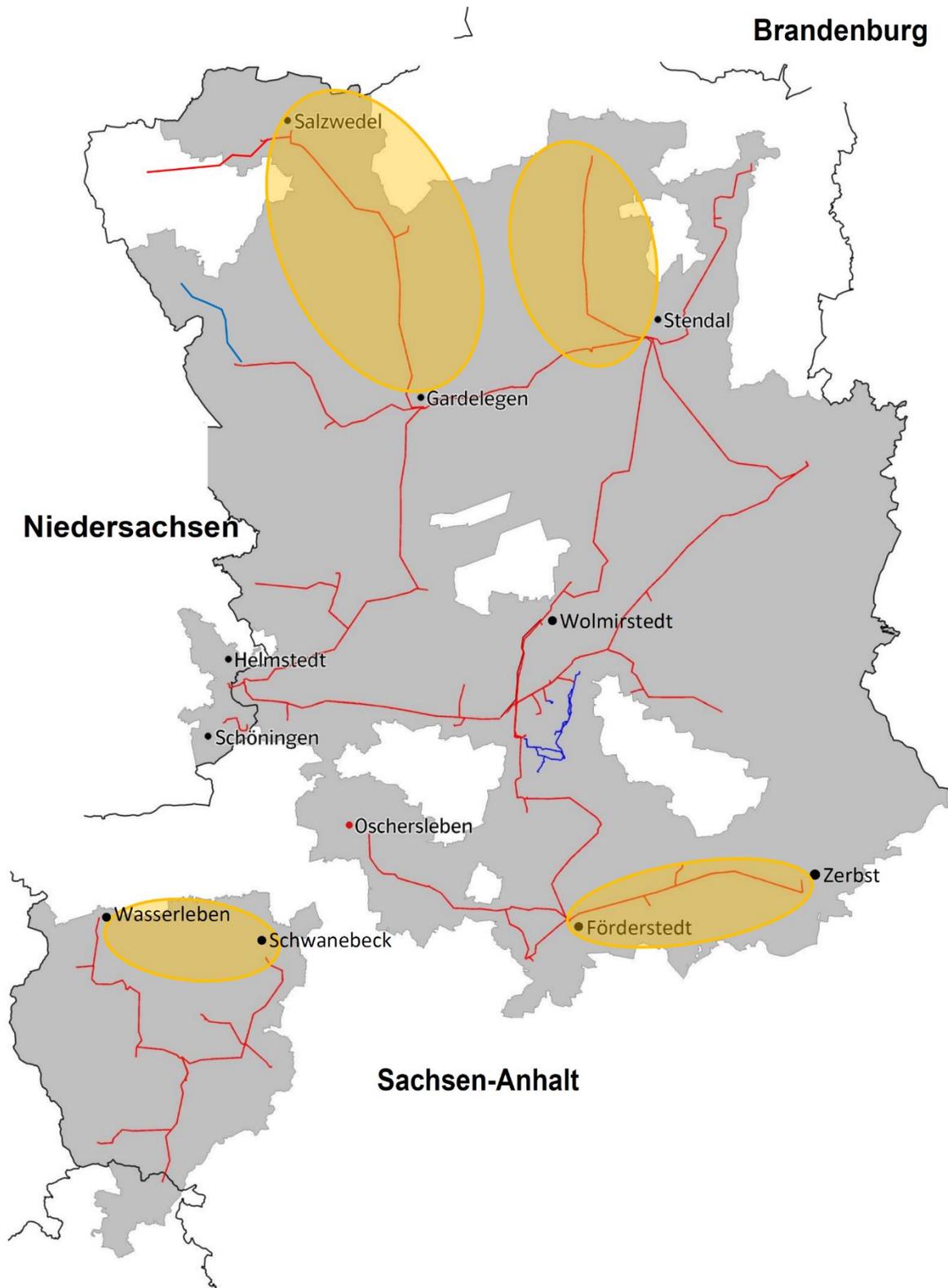


Abbildung 4: Engpässe im Hochspannungsnetz der Avacon Netz (nur Regelzone 50Hertz)

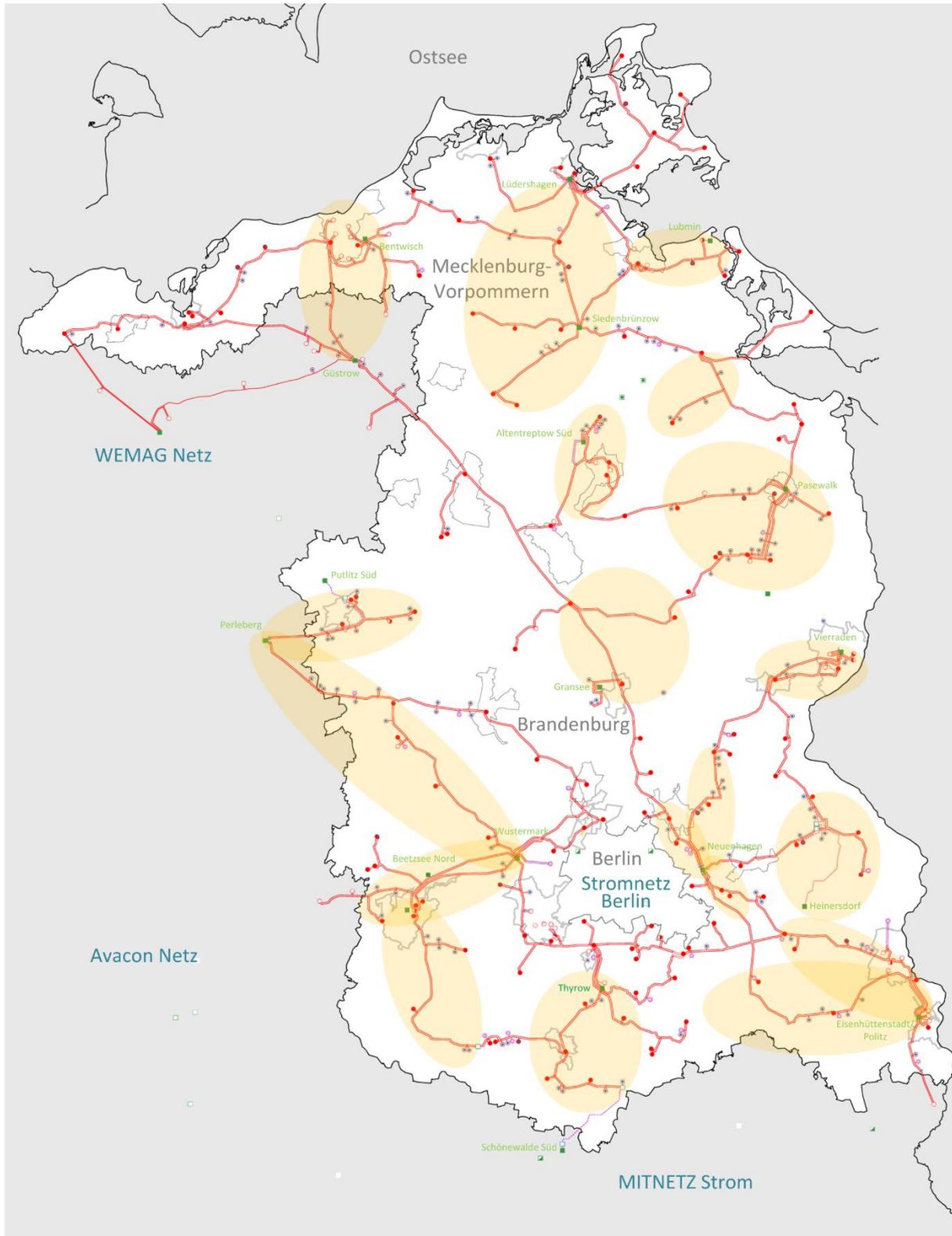


Abbildung 5: Engpässe im Hochspannungsnetz der E.DIS Netz

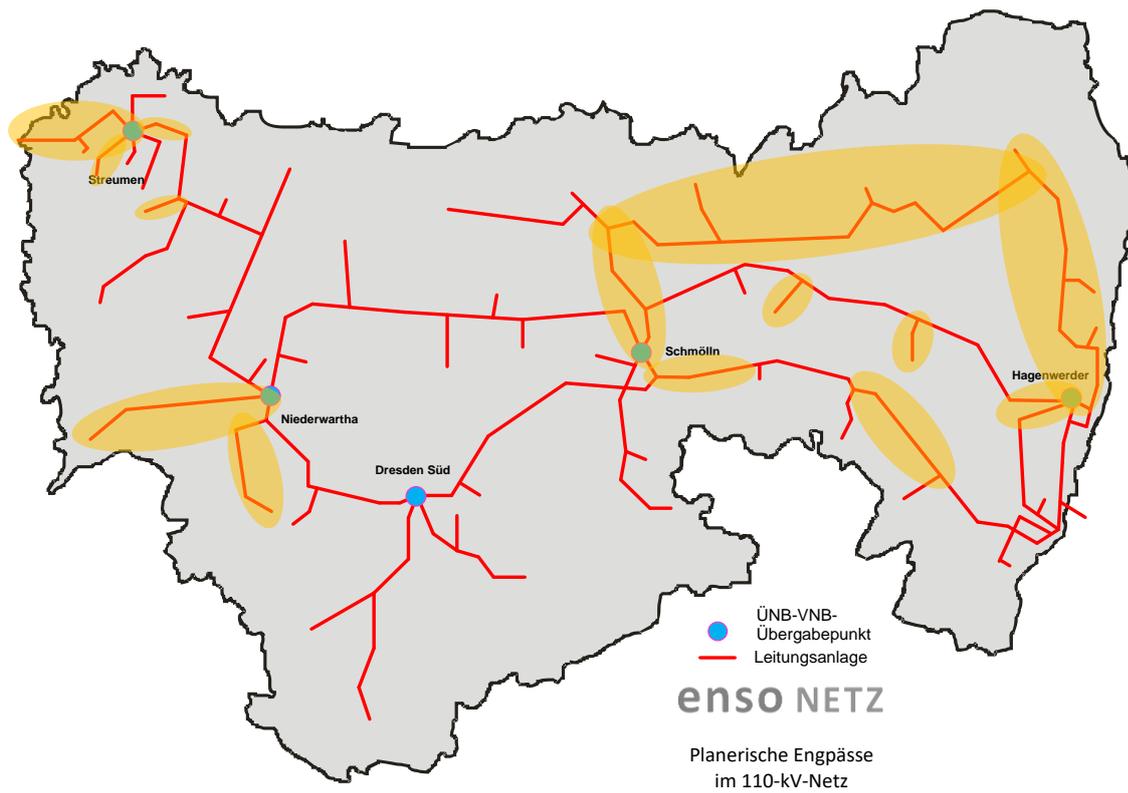


Abbildung 6: Engpässe im Hochspannungsnetz der ENSO NETZ

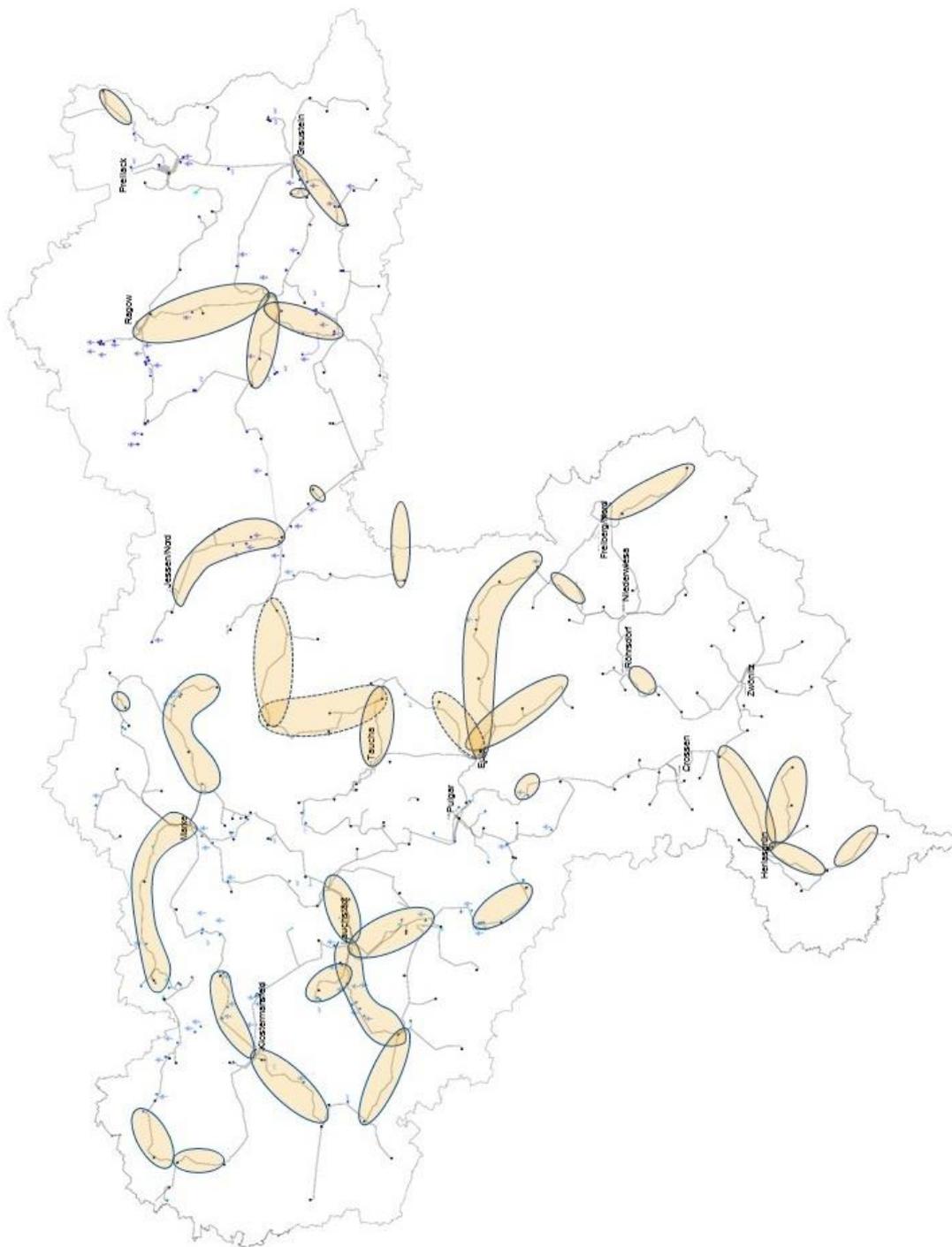


Abbildung 7: Engpässe im Hochspannungsnetz der MITNETZ STROM

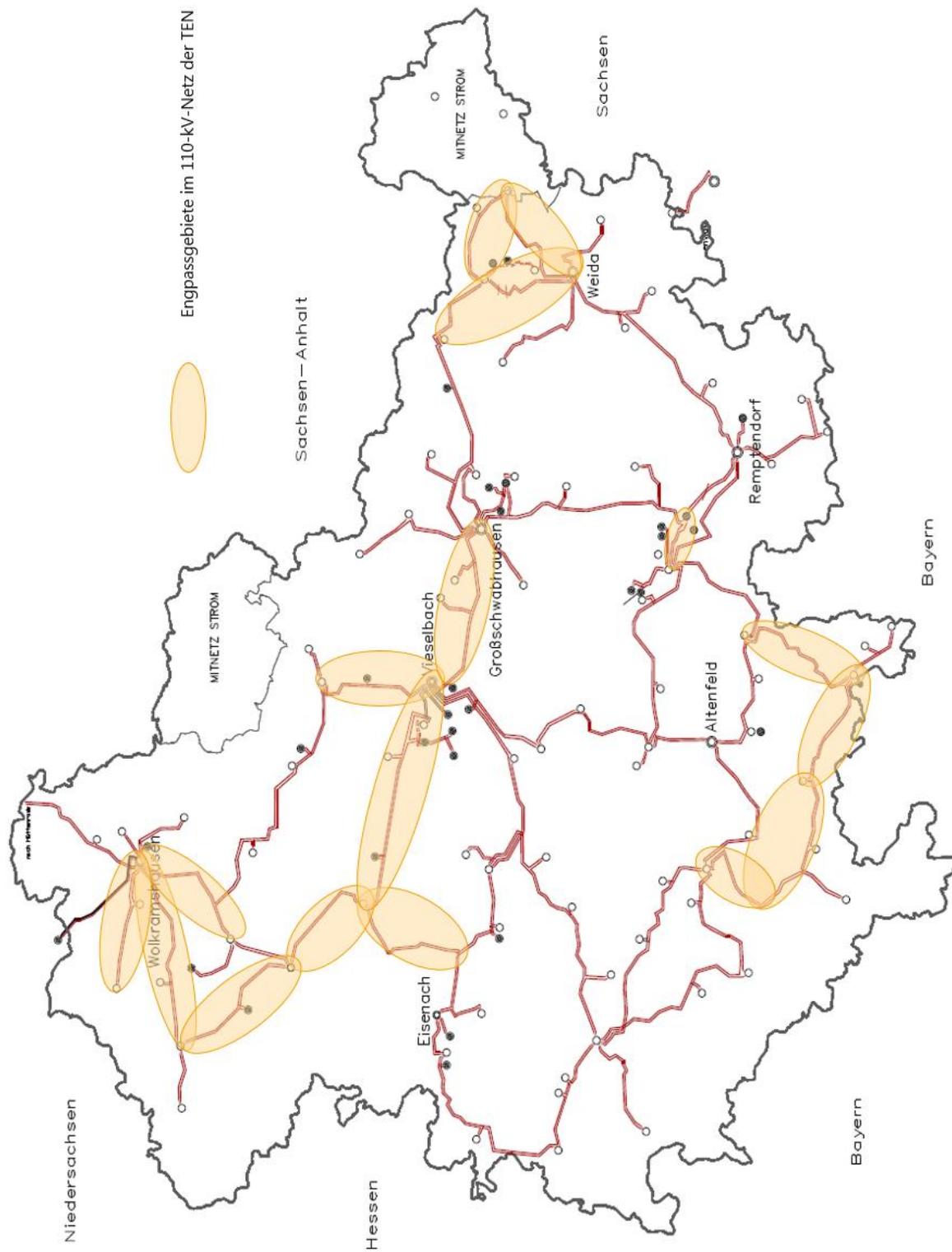


Abbildung 8: Engpässe im Hochspannungsnetz der TEN

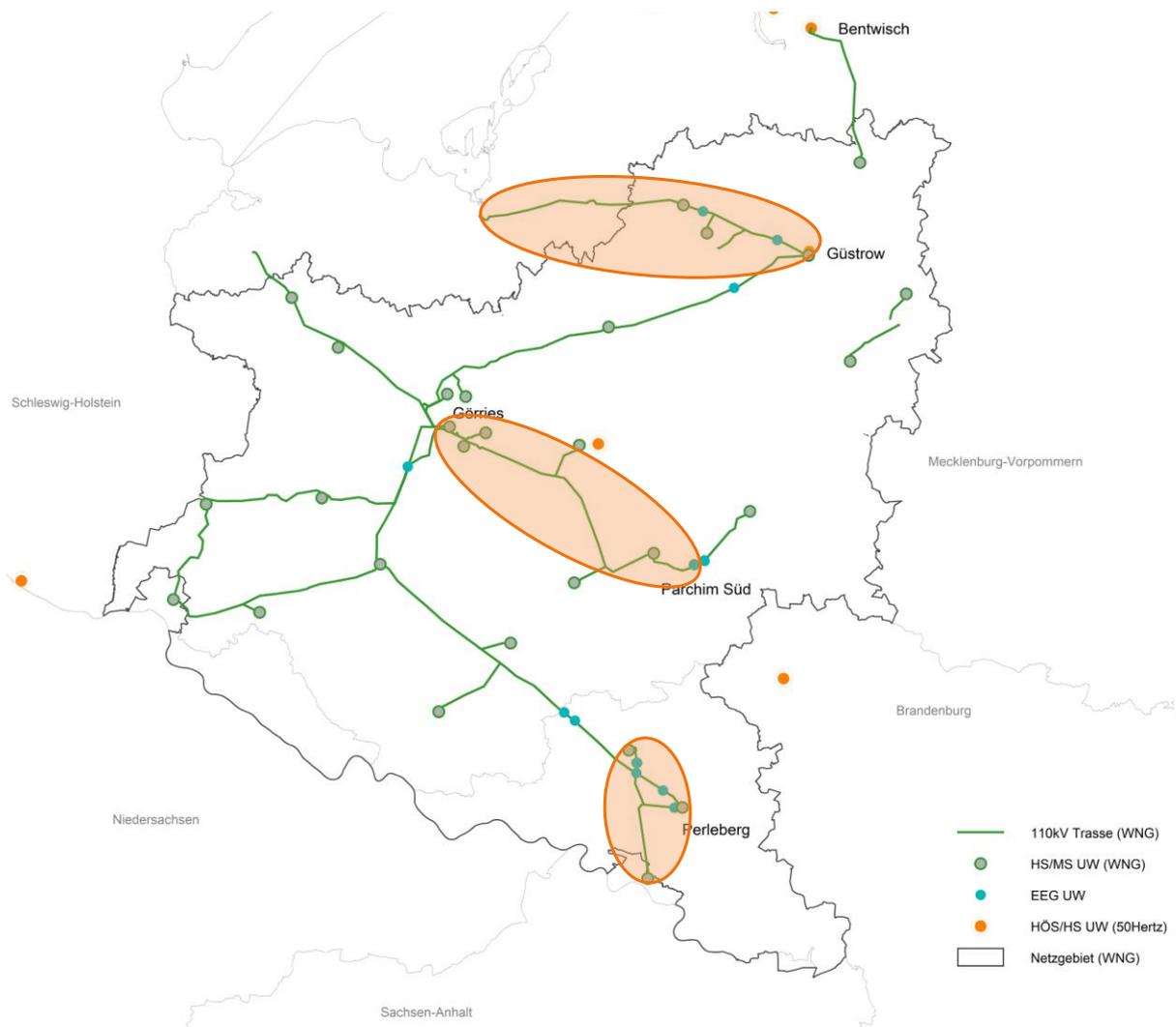


Abbildung 9: Engpässe im Hochspannungsnetz der WEMAG Netz

### 5.3 Ausbaubedarf bei Übergabepunkten zwischen Hoch- und Höchstspannungsnetz

Im nachfolgenden Abschnitt sind die Netzausbaumaßnahmen gemäß den Grundsätzen in Abschnitt 2 aufgeführt. Zu den durchgeführten Maßnahmen der Netzoptimierung werden keine quantitativen Angaben im NAP2019 gemacht.

Zahlen in MW	Avacon Netz (nur Regelzone 50Hertz)	E.DIS Netz	ENSO NETZ	MITNETZ STROM	Stromnetz Berlin	Stromnetz Hamburg	TEN	WEMAG Netz
max. Bezug 2018	260	1.360	1.082	2.320	1.762	1.474	1.260	299
max. Bezug 2030	260	2.630	1.100	2.910	1.750-2.200	1.900	1.320	285
max. Rückspeisung 2018	1.610	4.300	10	3.150	keine	keine	920	788
max. Rückspeisung 2030	3.550	13.510	1.100	7.850	keine	keine	4.250	1.950

Tabelle 5: Austauschleistung mit dem Höchstspannungsnetz 2030 im Vergleich zu 2018 in MW je Netzbetreiber

Die VNB der ARGE FNB Ost erwarten im Jahr 2030 eine installierte Erzeugungleistung von insgesamt 57 GW, die wesentlich durch den Zubau Erneuerbarer Energie bestimmt wird. Dafür müssen bis zum Jahr 2030 39 Übergabepunkte zum Übertragungsnetzbetreiber neu errichtet bzw. vorhandene Übergabepunkte erweitert werden (Abbildung 10). Synergien werden und wurden an den Grenzen von E.DIS Netz und WEMAG Netz sowie MITNETZ STROM und TEN genutzt.

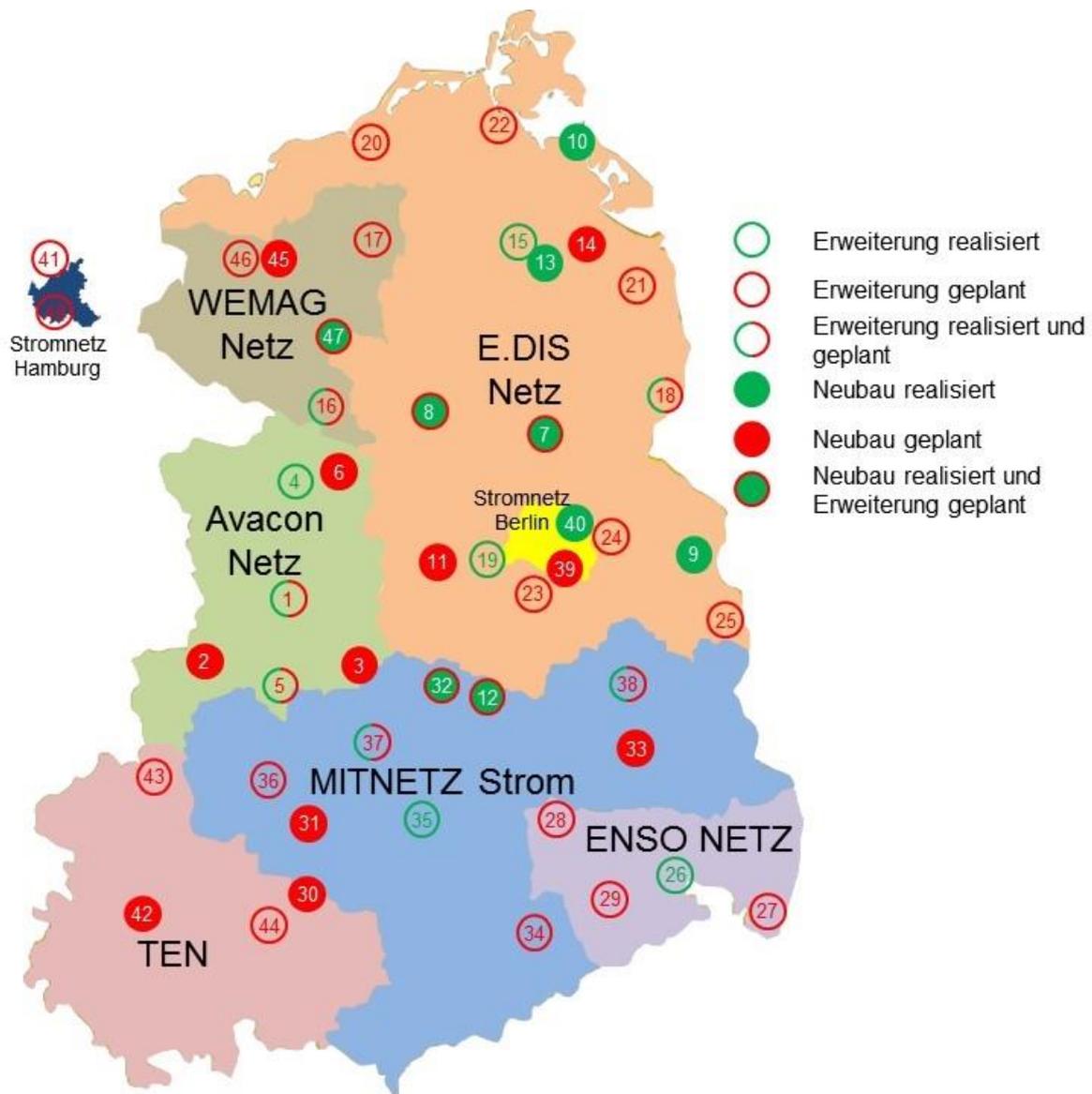


Abbildung 10: Darstellung der Ausbaumaßnahmen an Übergabepunkten zum Höchstspannungsnetz

Aus Tabelle 6 kann der aktuelle Planungsstand zu den notwendigen HÖS/HS-Übergabeumspannwerken abgelesen werden. Die seit 2013 in Betrieb genommenen Übergabeumspannwerke wurden ebenfalls dargestellt.

Netzbetreiber	Name	Erweiterung		Neubau		
		realisiert	geplant	realisiert	geplant	
Avacon Netz (nur RZ 50HzT)	1	Wolmirstedt	x	x		
	2	Schwanebeck				x
	3	Zerbst				x
	4	Stendal West	x			
	5	Förderstedt	x	x		
	6	Osterburg				x

Netzbetreiber	Name	Erweiterung		Neubau			
		realisiert	geplant	realisiert	geplant		
E.DIS Netz	7	Gransee		x	x		
	8	Putlitz Süd		x	x		
	9	Heinersdorf			x		
	10	Lubmin			x		
	11	Beetzsee Nord				x	
	12	Schönewalde		x	x		
	13	Altentreptow Süd			x		
	14	Friedland Ost				x	
	15	Siedenbrünzow	x				
	16	Perleberg*	x	x			
	17	Güstrow*		x			
	18	Vierraden	x	x			
	19	Wustermark	x				
	20	Bentwisch		x			
	21	Pasewalk		x			
	22	Lüdershagen		x			
	23	Thyrow		x			
	24	Neuenhagen		x			
	25	Eisenhüttenstadt/Pohlitz		x			
	ENSO NETZ	26	Schmölln	x			
		27	Hagenwerder		x		
		28	Streumen		x		
		29	Niederwartha***		x		
	MITNETZ STROM	30	Eisenberg/Zeitz**				x
		31	Querfurt				x
32		Jessen/Nord		x	x		
33		Altdöbern		(x)		x	
34		Freiberg/Nord		x			
35		Pulgar	x				
36		Klostermansfeld		x			
37		Marke	x	x			
38		Ragow	x	x			

Netzbetreiber	Name	Erweiterung		Neubau	
		realisiert	geplant	realisiert	geplant
Stromnetz Berlin	39	Berlin Südost			x
	40	Marzahn		x	
Stromnetz Hamburg	41	Hamburg Nord		x	
	48	Hamburg Süd		x	
TEN Thüringer Energienetze	42	Ebenheim			x
	30	Eisenberg/Zeitz**			x
	43	Wolkramshausen		x	
	44	Großschwabhausen		x	
WEMAG Netz	45	Wessin			x
	46	Görries		x	
	47	Parchim Süd		x	x
	16	Perleberg*		x	
	17	Güstrow*		x	

Tabelle 6: Neu zu errichtende oder zu verstärkende HöS/HS-Übergabeumspannwerke

\* in gemeinsamer Nutzung von E.DIS Netz und WEMAG Netz

\*\* in gemeinsamer Nutzung von TEN und MITNETZ STROM (Vorläufige Bezeichnung)

\*\*\* ÜNB-VNB-Übergabepunkt ohne HöS/HS-Umspannung

(x) bei netzdienlichem Einsatz von Flexibilitäten kann die Maßnahme entfallen

In Tabelle 7 wurden die notwendigen Ausbaumaßnahmen bis 2030 in Übergabeumspannwerken zahlenmäßig zusammengefasst.

Verteilnetzbetreiber	Übergabepunkte HöS/HS	
	Neubau (Anzahl)	Erweiterung (Anzahl)
Avacon Netz (nur Regelzone 50Hertz)	3	2
E.DIS Netz	2	12 *
ENSO NETZ		3
MITNETZ STROM	3 **	5 - 6
Stromnetz Berlin	1	
Stromnetz Hamburg		2
TEN Thüringer Energienetze	1 **	2
WEMAG Netz	1	2 *
Summe NAP2019	11	28 - 29

Tabelle 7: Ausbaubedarf HöS/HS-Übergabepunkte

\*) UW Perleberg und UW Güstrow in gemeinsamer Nutzung von E.DIS Netz und WEMAG Netz (bei der Anzahl von E.DIS Netz enthalten)

\*\*\*) neues UW zwischen Eisenberg und Zeitz in gemeinsamer Planung von TEN und MITNETZ STROM

## 5.4 Ausbaubedarf im Hochspannungs-Leitungsnetz

### 5.4.1 Bereits realisierte Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen aus dem NAP2017

Im NAP2017 wurden eine Reihe von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen benannt, die bis 2027 in den HS-Netzen der beteiligten VNB notwendig werden. Einige der benannten Maßnahmen konnten in den letzten zwei Jahren bereits teilweise oder vollständig realisiert werden. Die nachstehende Tabelle gibt dazu einen zusammenfassenden Überblick.

	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
E.DIS Netz	66	66	176	88
MITNETZ STROM			36	18
ENSO NETZ			44	22
WEMAG Netz			23	12
TEN			28	14

Tabelle 8: Zusammenfassung der aus dem NAP2017 bereits realisierten Leitungsbaumaßnahmen

### 5.4.2 Beschreibung der notwendigen Leitungsbaumaßnahmen (Tabellendarstellung)

Bis zum Jahr 2030 müssen auf Basis der Prognosezahlen für den NAP2019 insgesamt 526 km Trassen neu errichtet und 2.156 km Trasse verstärkt werden. Der ausgewiesene Netzausbau enthält auch Maßnahmen, die wegen Lastzuwachs notwendig sind. Tabelle 9 bis Tabelle 14 listen die notwendigen Ausbaumaßnahmen im 110-kV-Leitungsnetz für die jeweiligen Verteilnetzbetreiber auf.

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
<b>Avacon Netz</b>	<b>352</b>	<b>170</b>	<b>56</b>	<b>28</b>
HSL Stendal West – Güssefeld / Osterburg	148	52		
HSL Kunrau - Tylsen	32	32		
HSL Wasserleben - Dingelstedt	38	19		
HSL Schwanebeck - Dingelstedt	22	11		
HSL Schwanebeck - Halberstadt Süd	36	18		
HSL Burg - Genthin			56	28
HSL Osterburg - Seehausen	24	12		
HSL Zerbst - Deetz	30	15		
HSL Möckern - Leitzkau	22	11		

Tabelle 9: Ausbaubedarf der Avacon Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
<b>E.DIS Netz</b>	<b>150</b>	<b>120</b>	<b>2.034</b>	<b>1.017</b>
HS-Kabel Metzdorf Nord - Batzlow/Möglin	6	6		
HS-Kabel Metzdorf Nord - Wriezen Höhe	11	11		
HS-Kabel Putlitz Süd - Falkenhagen Damm	12	12		
HS-Kabel Falkenhagen Damm - Falkenhagen Nord	1	1		
HS-Kabel Falkenhagen Damm - Kuhdorf	17	17		
HS-Freileitung Altentreptow Süd - Neustrelitz zur Einbindung UW Altentreptow Süd	14	7		
HS-Freileitungen zur Einbindung UW Beetzsee Nord	22	11		
HS-Freileitungen zur Einbindung UW Güstrow	6	2		
HS-Freileitung Abzweig Wulkow	12	6		
HS-Freileitung Schaltpunkt Metzdorf - Freienwalde zur Einbindung Schaltpunkt	4	2		

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
Metzdorf				
HS-Freileitung Güstrow - Schutow			72	36
HS-Freileitung Bernau - Neuhof (Abschnitt Bernau - Liebenwalde)			64	32
HS-Freileitung Perleberg - Falkenhagen - Wittstock			102	51
HS-Freileitung Neuenhagen - Finow			80	40
HS-Freileitung Thyrow - Luckenwalde			52	26
HS-Freileitung Luckenwalde - Petkus			56	28
HS-Freileitung Bentwisch - Schutow			52	26
HS-Freileitung Siedenbrünzow - Grimmen			54	27
HS-Freileitung Angermünde-Schwedt-Vierraden (Abschnitt Angermünde - Schwedt)			36	18
HS-Freileitung Metzdorf - Seelow (Abschnitt Metzdorf - Letschin)			22	11
HS-Freileitung Siedenbrünzow - Malchin			68	34
HS-Freileitung Wustermark - Nauen			20	10
HS-Freileitung Kirchmöser - Wustermark (Abschnitt Kirchmöser - Beetzsee Nord)			36	18
HS-Freileitung Abzweig Ketzin			12	6
HS-Freileitung Abzweig Erkner			16	8
HS-Freileitung Siedenbrünzow - Dölitze			68	34
HS-Freileitung Pasewalk - Löcknitz			30	15
HS-Freileitung Abzweig Friedland			34	17
HS-Freileitung Fürstenberg - Klosterwalde - Prenzlau (Abschnitt Fürstenberg - Klosterwalde)			60	30
HS-Freileitung Pasewalk-Prenzlau 1/2			56	28
HS-Freileitung Grimmen - Lüdershagen			40	20
HS-Freileitung Neubrandenburg - Altentreptow Süd - Neustrelitz (Abschnitte Altentreptow Süd - Neustrelitz & Mast 8a - Neubrandenburg)			68	34
HS-Freileitung Nauen - Kyritz			98	49
HS-Freileitung Eisenhüttenstadt Pohlitz - Beeskow			82	41
HS-Freileitung Neuenhagen - Bernau			36	18

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
HS-Freileitung Abzweig Heidekrug			4	2
HS-Freileitung Anklam - Bansin			74	37
HS-Freileitung Fürstenberg - KKW - Rheinsberg			50	25
HS-Freileitung Fürstenwalde - Rüdersdorf			4	2
HS-Freileitung Abzweig Ueckermünde			6	3
HS-Freileitung Abzweig Fünfeichen			10	5
HS-Freileitung Großbeeren - Thyrow 3/4 & 5/6			60	30
HS-Freileitung Bentwisch - Riekdahl			6	3
HS-Freileitung Thyrow - Groß Köris			30	15
HS-Freileitung Bergen - Sellin			32	16
HS-Freileitung Finow - Eberswalde			10	5
HS-Freileitung Bergen - Wiek			58	29
HS-Freileitung Pasewalk - Mast 22a			10	5
HS-Freileitung Eisenhüttenstadt Pohlitz - Guben			34	17
HS-Freileitung Neuenhagen - Storkow - Beeskow			148	74
HS-Freileitung Abzweig Tessin			26	13
HS-Freileitung Abzweig Premnitz / Rathenow			48	24
HS-Freileitung Freienwalde - Angermünde			66	33
HS-Freileitung Freienwalde - Metzdorf			44	22
HS-Kabel Heinersdorf - Metzdorf Nord (2. Kabelfsystem)	37	37		
HS-Kabel Schaltpunkt Trebnitz - Seelow Wind	6	6		
HS-Kabel Lubmin Trafo 413 (2. Kabelfsystem)	2	2		

Tabelle 10: Ausbaubedarf der E.DIS Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
<b>ENSO NETZ</b>			<b>438</b>	<b>211</b>
Hagenwerder - Niesky			68	34
Abzweig Görlitz			6	3
Horka - Miltitz			110	55
Hagenwerder - Bernstadt			32	8
Abzweig Bautzen Süd			10	5
Schmölln – Rodewitz			30	15
Neueibau - Friedersdorf			30	15
Abzweig Löbau			10	5
Miltitz - Schmölln			20	10
Niederwartha - Nossen			40	20
Niederwartha – Freital Döhlen			22	11
Streumen – Nünchritz			18	9
Streumen – Zeithain			8	4
Streumen - Riesa/Nord - Oschatz			34	17

Tabelle 11: Ausbaubedarf der ENSO NETZ GmbH im 110-kV-Leitungsnetz

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
<b>MITNETZ STROM</b>	<b>355</b>	<b>159</b>	<b>624</b>	<b>290</b>
HSL Crossen – Herlasgrün	44	22	6	3
HSL Eula – Oberelsdorf	16	8	40	20
HSL Bennewitz - Bad Düben*			35	17
HSL Eula - Bennewitz*			6	3
HSL Finsterwalde - Großräschen			48	24
HSL Freiberg/Nord - Clausnitz			54	27
HSL Graustein - Schwarze Pumpe, Abz. Spremberg			6	3
HSL Großräschen - Schwarzheide			42	21
HSL Klostermansfeld - Aschersleben	75	27		
HSL Lauchstädt - Amsdorf/B.			38	19
HSL Lauchstädt - Bitterfeld/Mitte			14	7
HSL Lauchstädt - Halle/Ost			22	11
HSL Lauchstädt - Zeitz			38	19
HSL Marke - Bitterfeld/M. - Piesteritz/N.			74	19
HSL Neuendorf - Guben			20	10
HSL Prettin - Jessen/Nord	34	17		
HSL Querfurt - Oberröblingen	38	19	24	6
HSL Röhrsdorf - Burgstädt, Abz. Oberelsdorf	36	18		
HSL Röhrsdorf - Gersdorf			40	20
HSL Schwarzheide - Falkenberg, Abz. Liebenwerda			7	4
HSL Silberstraße - Herlasgrün	18	9	19	10
HSL Streumen - Oschatz			38	19
UW Altdöbern; HS-Anbindung	10	5	20	5
UW Freiberg/Nord; HS-Anbindung	16	8		
UW Querfurt; HS-Anbindung	32	8		
UW Eisenberg/Zeitz; HS-Anbindung	24	6	20	10
Vogtlandring	12	12	13	13

Tabelle 12: Ausbaubedarf der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im 110-kV-Leitungsnetz

\* nur, falls Flexibilitäten nicht netzdienlich eingesetzt werden können

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
<b>TEN</b>	<b>61</b>	<b>18</b>	<b>862</b>	<b>422</b>
UW Küllstedt; HS-Anbindung	16	8		
UW Erfurter Kreuz; HS-Anbindung	15	5		
UW Eisenberg/Zeitz; HS-Anbindung	30	5		
HSL Vieselbach - Sömmerda			42	21
HSL Vieselbach - Erfurt/Ost			14	5
HSL Vieselbach - Großschwabhausen			84	42
HSL Vieselbach - Langensalza			100	43
HSL Langensalza - Ebenheim			44	22
HSL Langensalza - Mühlhausen			40	20
HSL Mühlhausen – Leinefelde			48	24
HSL Wolframshausen - Leinefelde			66	33
HSL Wolframshausen - Menteroda			44	22
HSL Wolframshausen – Bischofferode			46	23
HSL Eisenberg - Gera/Langenberg			28	14
HSL Weida - Gera/Langenberg			32	16
HSL Weida - Beerwalde - Gera/Langenberg			84	42
HSL Hohenwarte - Saalfeld			18	9
HSL Suhl - Hildburghausen			56	28
HSL Hildburghausen – Eisfeld - Mürschnitz			64	32
HSL Mürschnitz - Taubenbach			52	26

Tabelle 13: Ausbaubedarf der TEN im 110-kV-Leitungsnetz

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
<b>WEMAG Netz</b>	<b>33</b>	<b>29</b>	<b>377</b>	<b>188</b>
HSL Görries – SA Hageno			6	3
HSL Görries – Schönberg			66	33
UW Wessin; HS-Anbindung	8	4		
HSL Görries – Wittenburg			28	14
HSL Hagenow – Boizenburg			65	32
HSL Perleberg – Karstädt			30	15
UW Groß Werzin: HS-Anbindung	0,2	0,1		
HSL Parchim Süd – Plau	25	25		
HSL Abzweig UW Krakow			20	10
HSL Bentwisch – Laage			48	24
HSL Görries – Parchim Süd			114	57

Tabelle 14: Ausbaubedarf der WEMAG Netz im 110-kV-Leitungsnetz

#### 5.4.3 Beschreibung der notwendigen Maßnahmen in den Metropolregionen

Aktuell gibt es in den Hochspannungsnetzen der Stromnetz Berlin und Stromnetz Hamburg aus Lastflussicht keine Netzengpässe. Der Baubedarf in den städtischen 110-kV-Verteilnetzen von Berlin und Hamburg ist in den kommenden Jahren vielmehr geprägt durch eine grundsätzliche Modernisierung und Optimierung der Kabelnetze, die teilweise Substitution von Freileitungen durch Kabel in den Innenstadtbereichen sowie die Erweiterung und Modernisierung von Umspannwerken und Schaltanlagen. Hieraus entstehende Netzveränderungen- und -verstärkungen sind auch die Folge eines kostenoptimierten Einsatzes von Standardbetriebsmitteln. Diese Veränderungen und Verstärkungen dienen auch der Vorbereitung auf zukünftige Anforderungen, da der Ausbaugeschwindigkeit der Netze im städtischen Raum enge Grenzen gesetzt sind.

Für die Einbindung des neuen Verknüpfungspunktes 380/110-kV für Berlin sind ca. 30 Trassenkilometer mit ca. 50 Stromkreiskilometern neu geplant.

Der Stromverbrauch des einzelnen Verbrauchers in den Städten stagniert zwar derzeit, die Anzahl von neuen Anschlüssen und Netzveränderungen wächst jedoch erkennbar an. Es werden daher perspektivisch deutliche Lasterhöhungen für die Großstädte erwartet. Dazu werden auch

Änderungen der Verbraucherstruktur wie Power-to-Heat und die Elektromobilität beitragen, welche in ihrer Lokalisation jedoch schwierig vorherzusehen und daher mit ausreichenden Reserven einzuplanen sind, um später unnötige Kosten zu vermeiden. Es ist ebenfalls eine Zunahme von dezentraler Erzeugung im NS- und MS-Bereich zu erkennen, wenn auch aufgrund lokaler Gegebenheiten im Vergleich zu den FNB auf schwächerem Niveau und damit geringerem Einfluss auf die Netzstruktur. Eine besondere Herausforderung liegt vielmehr in der Verringerung der Anzahl konventioneller Kraftwerke und damit der Verringerung der verfügbaren großen Wärmequellen in den städtischen Netzgebieten. Diese müssen entweder durch neue große oder viele kleine Wärmeerzeuger substituiert werden. Dies geschieht in einigen Fällen nicht durch neue Kraftwerke an den existierenden Standorten, sondern durch große oder verteilte PtH-Anlagen, die anstatt einer kräftigen Einspeisung eine hohe Last darstellen. Es entsteht somit auch in den Städten eine Form der Lastflussumkehr wie bei den Flächennetzbetreibern, jedoch in umgekehrter Richtung, da aus bisherigen starken Einspeiseknoten Lastknoten werden. Der Ausbaubedarf des Netzes steigt insbesondere dann, wenn sich diese Anlagen über die Stadtfläche verteilen und nicht an den vorhandenen stark angebundenen Netzknoten entstehen.

#### **5.4.4 Darstellung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen bis 2030 (Karten)**

Basierend auf den unter Abschnitt 3 genannten Szenarien und den unter Abschnitt 2 genannten Grundsätzen zur Netzplanung und dem prognostizierten Zubau von Erneuerbaren Energien bzw. der prognostizierten Lastentwicklung resultieren für die einzelnen Verteilnetzbetreiber die in den nachfolgenden Abbildung 11 bis Abbildung 16 dargestellten Netzausbaumaßnahmen.

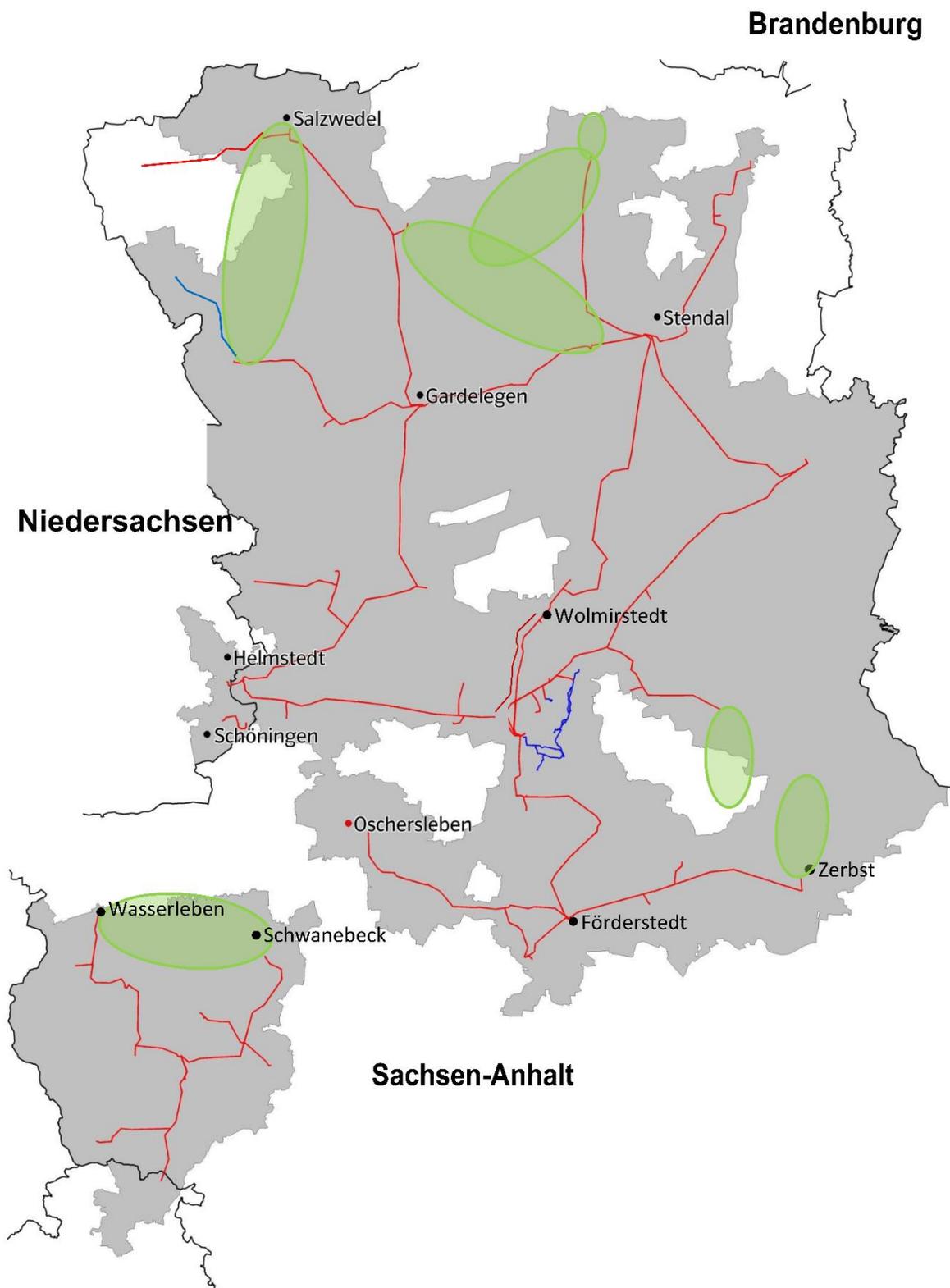


Abbildung 11: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der Avacon Netz

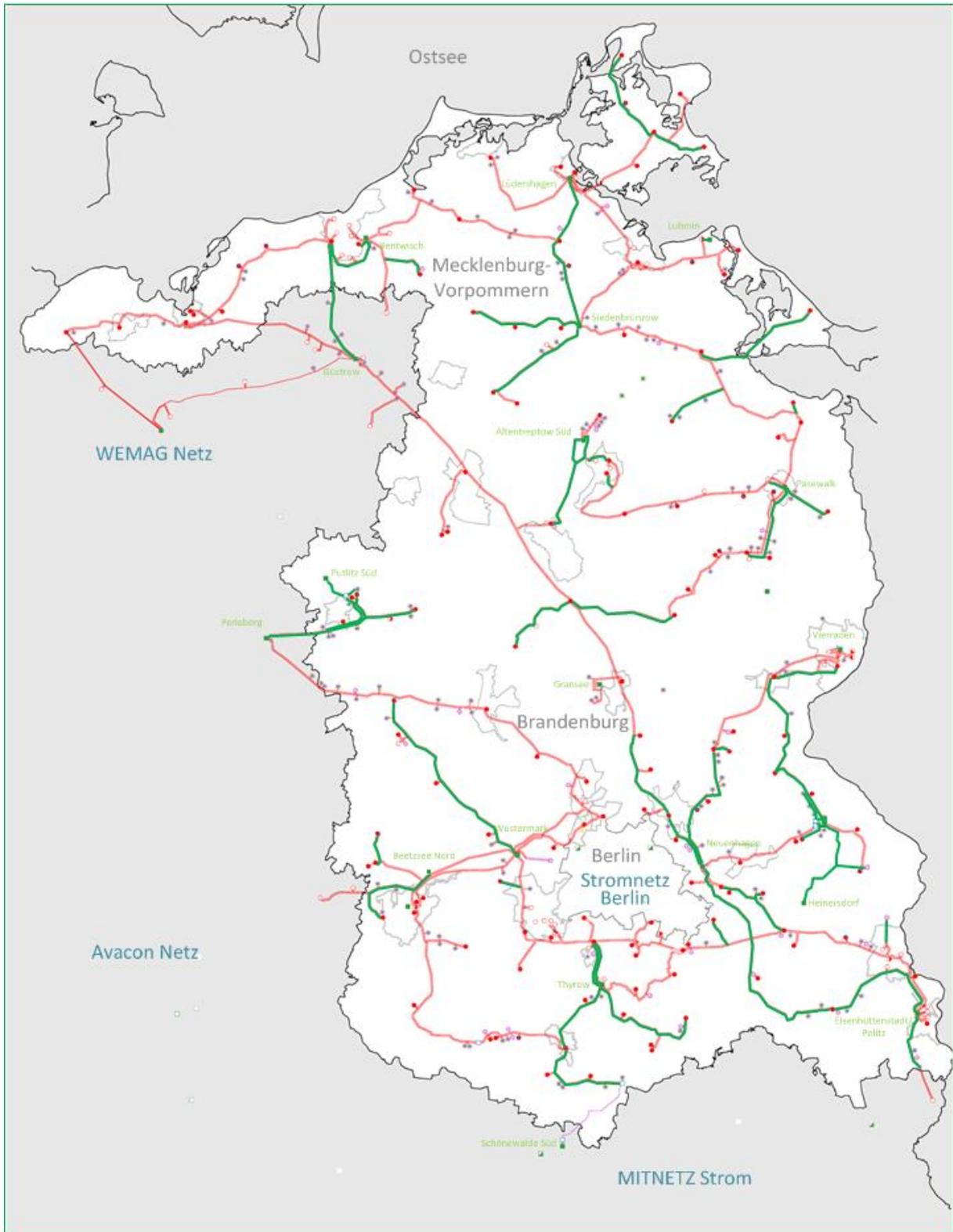


Abbildung 12: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der E.DIS Netz

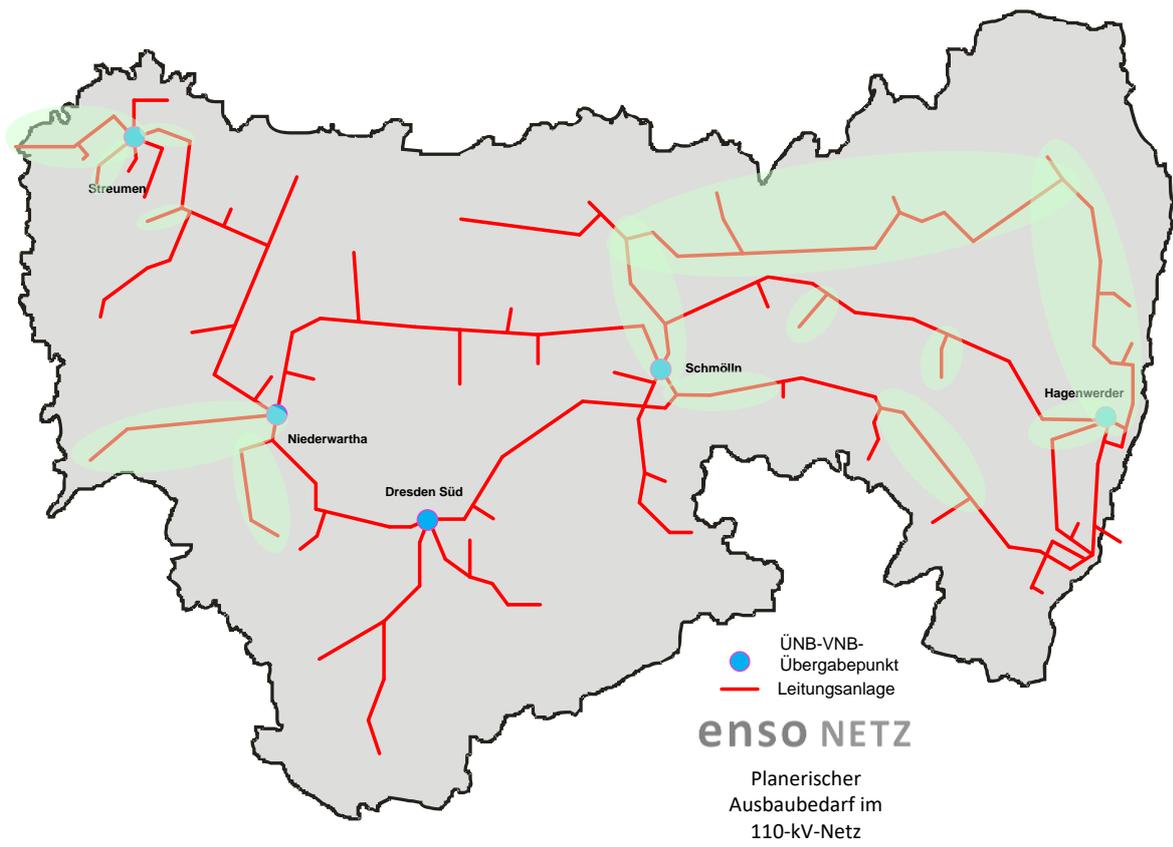


Abbildung 13: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der ENSO NETZ



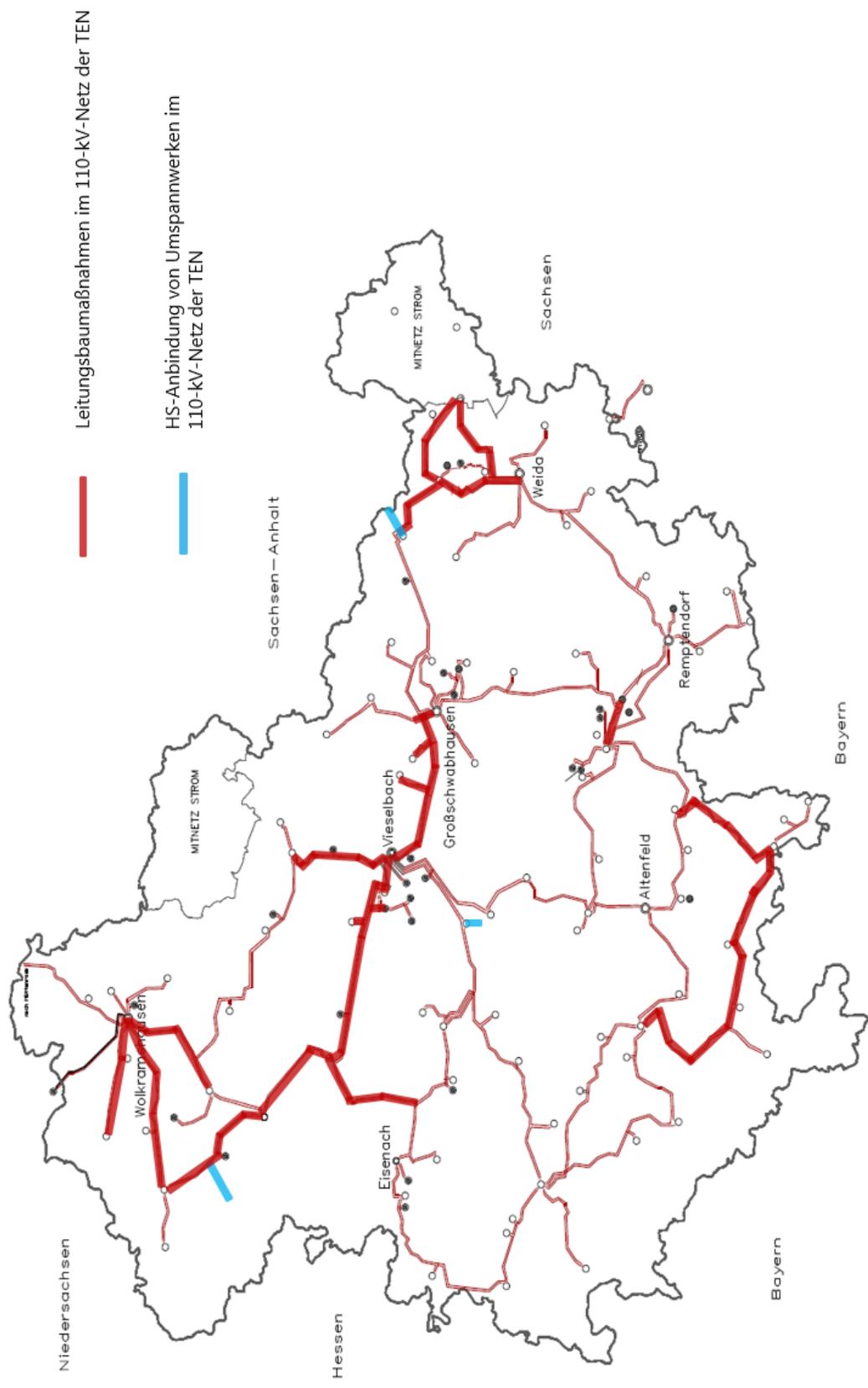


Abbildung 15: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

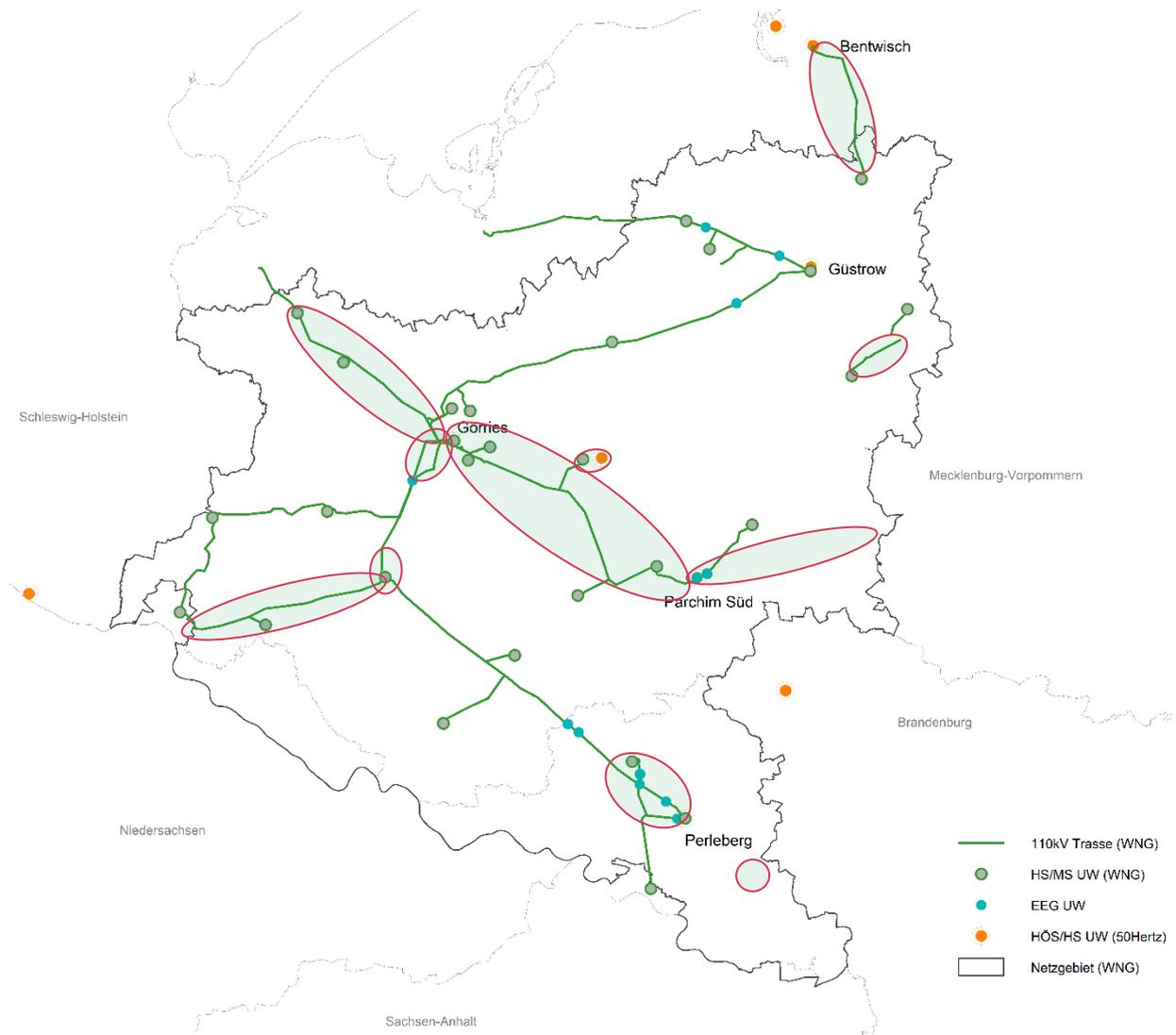


Abbildung 16: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der WEMAG Netz GmbH

## 5.5 Ergebnisse der Mittelspannungsnetzrechnungen

Die an der Erstellung des NAP2019 beteiligten Netzbetreiber haben in ausgewählten realen Mittelspannungsnetzen oder Modellnetzen Berechnungen durchgeführt. Grundgedanke ist, dass Elektromobilität, dezentrale Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten in den überwiegenden Fällen nicht direkt im HS-Netz angeschlossen werden, sondern in den Mittel- und Niederspannungsnetzen.

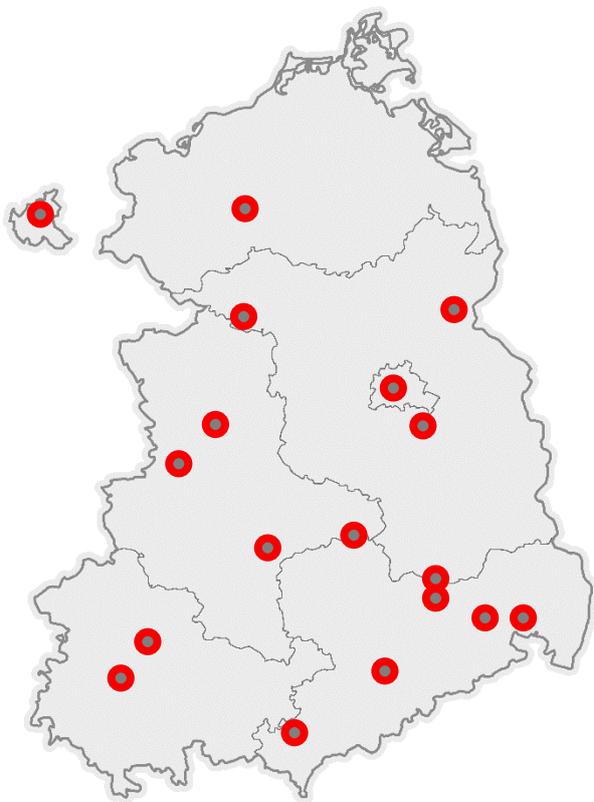


Abbildung 17 Regionale Verteilung der untersuchten MS-Netze

Die Besonderheit einer langfristigen Netzausbauplanung der unterlagerten Spannungsebenen ist, dass die Prognosen des NEP hinsichtlich der Lokalisierung nur sehr grob sind und mit vielen Annahmen gearbeitet werden muss, um eine Verteilung auf die MS-Netze zu ermöglichen. Es sind außerdem weder der Zeitpunkt noch die Größenordnung einzelner Anschlussanmeldungen langfristig bekannt. Aufgrund wesentlich kürzerer Genehmigungs- und Realisierungsfristen als im HS-Netz können Netzbetreiber im MS- und NS-Netz allerdings viel schneller auf Netzausbaubedarf reagieren. Eine langfristige prognosebezogene Netzausbauplanung in Analogie zur HS-Netzausbauplanung ist

auf Basis der NEP-Daten in diesen Spannungsebenen nur bedingt durchführbar. Stattdessen werden hauptsächlich kommunale und regionale Entwicklungspläne und anfragebezogene Ausbauszenarien sowohl für Lasten als auch Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Zusätzlich werden auch Maßnahmen wie die Erhöhung der Standard-Leitungsquerschnitte oder der flächendeckende Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren betrachtet, welche dann in den Planungsrichtlinien hinterlegt werden.

Die Berechnungsergebnisse dienen daher einer beispielhaften Abschätzung, in welchem Umfang Netzausbaumaßnahmen in MS-Netzen durch die Prognosezahlen aus dem NEP [4] notwendig werden könnten.

Die Ergebnisse sind nicht geeignet, um Hochrechnungen auf den Gesamtausbaubedarf in den MS-Netzen der Netzbetreiber der ARGE FNB OST zu erstellen. Das verdeutlichen auch die Ausprägungen und Beschaffenheit der aufgeführten Netze.

Als Gesamtfazit lässt sich festhalten, dass Netzausbau notwendig werden wird, viele der ermittelten Engpässe im Rahmen der normalen Erneuerungsstrategie der Netzbetreiber jedoch ohnehin zum Ersatz anstehen (v.a. Engpässe auf Massekabeln oder MS-Freileitungen). Der darüber hinaus notwendige Netzausbau kann in Einzelfällen durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen bis über 2030 hinaus verzögert werden. Das betrifft vor allem notwendige Erhöhung von Transformatorleistungen HS/MS in den Umspannwerken.

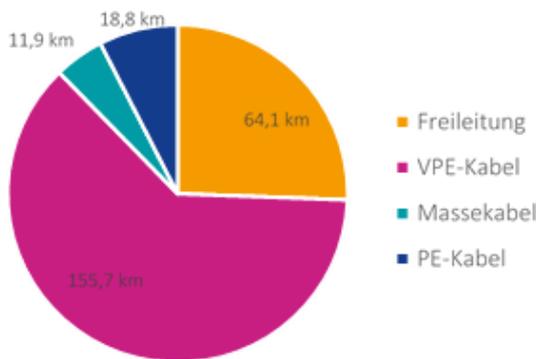
Zu jedem der untersuchten realen MS-Netze bzw. Modellnetze wurde ein Steckbrief erstellt, in dem das jeweilige Netz und die Berechnungsergebnisse kurz vorgestellt werden.

# UW Badeleben

Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	191
Anzahl Kunden	~6000 Netzanschlüsse
Trafogrößen	2 x 40 MVA 1 x 40 MVA EEG-Trafo
Höchste Last	Heute: 13,3 MW 2030: 21,6 MW
Höchste Rückspeisung	Heute: 104,4 MW 2030: 106,9 MW



Leitungslänge: 250 km

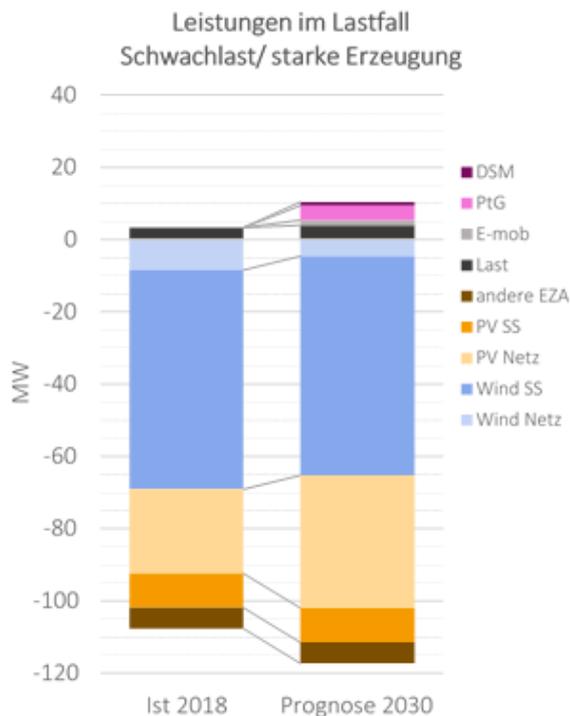


## Ergebnisse Lastfall Starklast / keine Erzeugung:

Im Starklastfall wird eine neue Ausbindung aus dem UW notwendig, um den n-1-Fall eines Blockausfalls beherrschen zu können.

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast / starke Erzeugung:

Im Schwachlastfall wird eine Trafoleistungserhöhung benötigt. Damit verbunden ist ein Neubau der UW-Sammelschiene. Dieser Ausbau kann mit netzdienlich betriebenen Flexibilitäten verzögert werden.

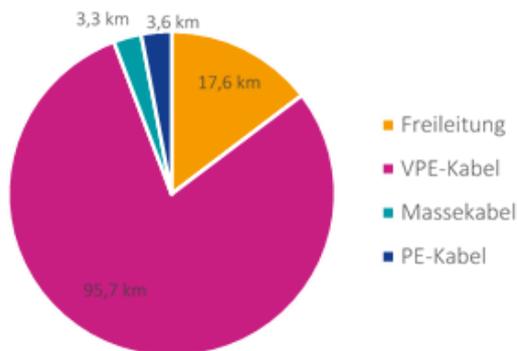


# UW Barleben

Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	110
Anzahl Kunden	~4800 Netzanschlüsse
Trafogroßen	2 x 25 MVA
Höchste Last	Heute: 24,6 MW 2030: 35,0 MW
Höchste Rückspeisung	Heute: 16,4 MW 2030: 20 MW



Leitungslänge: 120 km

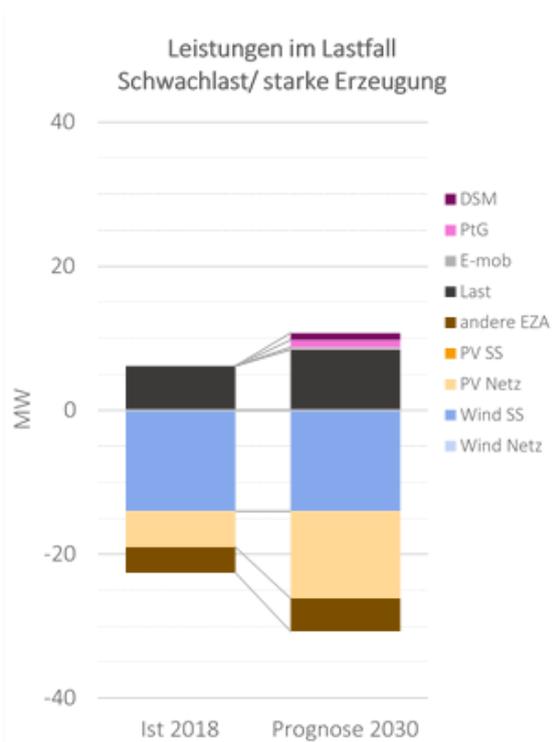


## Ergebnisse Lastfall Starklast / keine Erzeugung:

Im Starklastfall werden keine gesonderten Maßnahmen erwartet.

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast / starke Erzeugung:

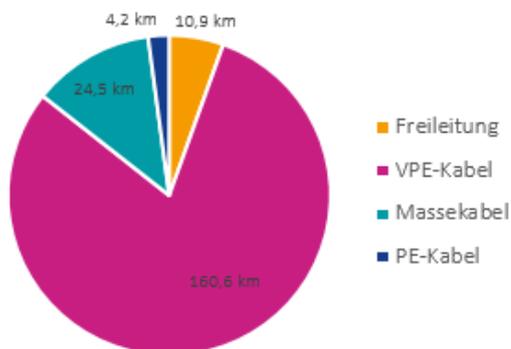
Im Schwachlastfall werden keine gesonderten Maßnahmen erwartet.



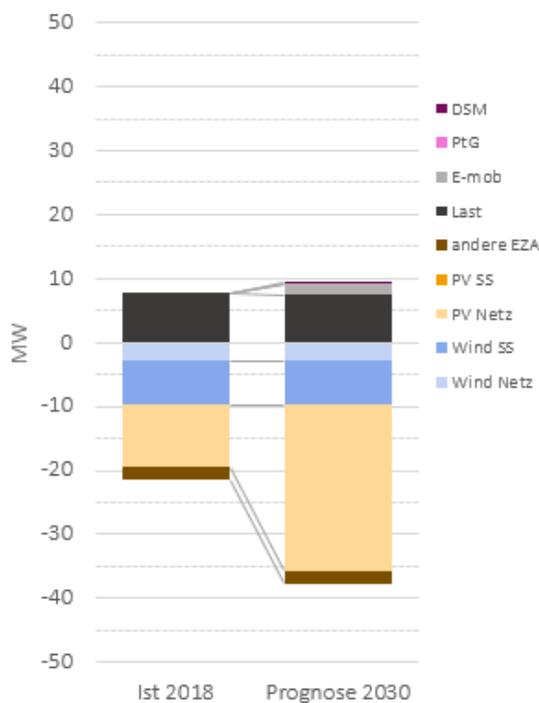
# UW Oderberg

Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	173
Anzahl Kunden	8.020 Kunden
Trafogroßen	2x 25 MVA
Grundlast	heute: 8,14 MVA (inkl. WP) 2030: 9,51 MVA (inkl. eMob & WP)

Leitungslänge: 200,2 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



### Ergebnisse Lastfall Starklast / keine Erzeugung:

Im Starklastfall werden keine gesonderten Maßnahmen erwartet.

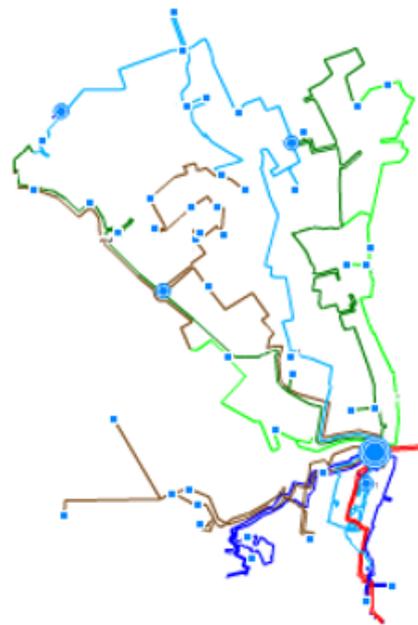
### Ergebnisse Lastfall Schwachlast / starke Erzeugung:

Im Schwachlastfall wird eine Trafoleistungserhöhung benötigt.

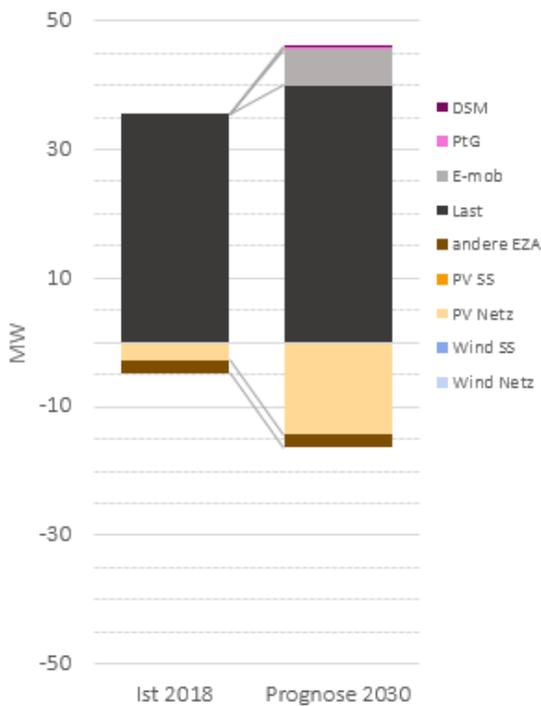
# UW Wildau

Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	161
Anzahl Kunden	23.270 Kunden
Trafogroßen	2x 40 MVA
Grundlast	heute: 37,5 MVA (inkl. WP) 2030: 47,7 MVA (inkl. eMob & WP)

Leitungslänge: 125 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



### Ergebnisse Lastfall Starklast / keine Erzeugung:

Unabhängig vom Einsatz der Flexibilitätsoptionen sind rund 15 km neue UW-Ausleitungen notwendig. Darüber hinaus muss ein zusätzlicher HS/MS-Transformator installiert werden.

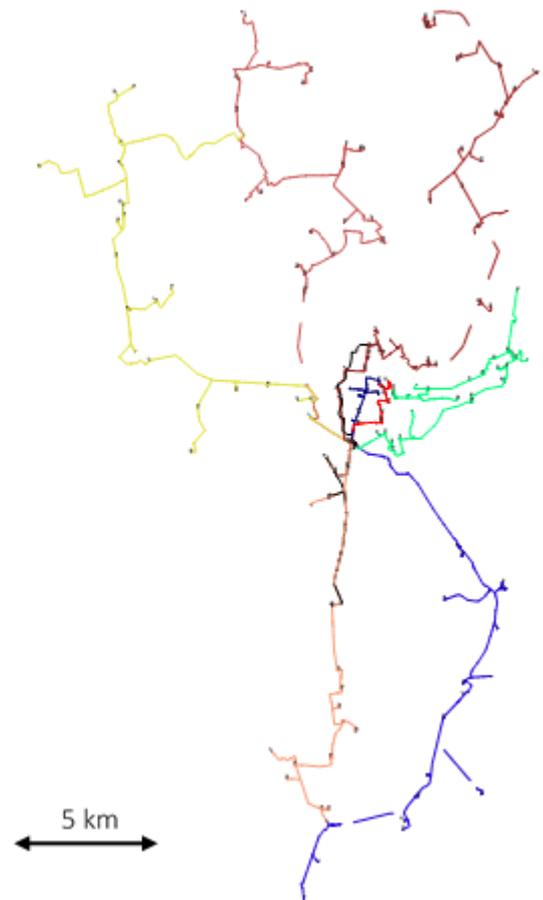
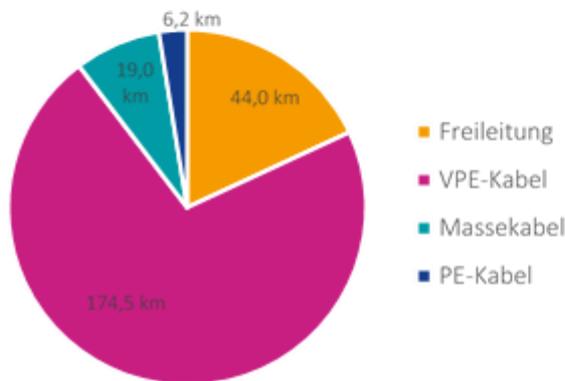
### Ergebnisse Lastfall Schwachlast / starke Erzeugung:

Im Schwachlastfall werden keine gesonderten Maßnahmen erwartet.

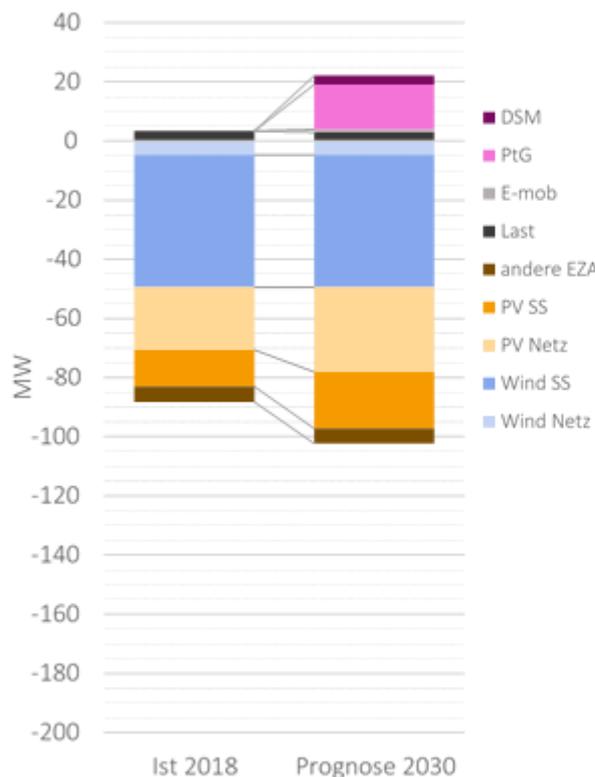
# UW Falkenberg/Elster

Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	183
Anzahl Kunden	8.400
Trafogrößen	1x 52 MVA 1x 31,5 MVA
höchste Last	heute: 11 MW 2030: 11 MW (inkl. E-mob)
höchste Rückspeisung	heute: 60 MW 2030: 53 <sup>1</sup> -70 MW

Leitungslänge: 244 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



## Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Bei ungesteuertem Einsatz von Flexibilitäten muss eine neue 20-kV-UW-Ausleitung errichtet werden. Bei netzdienlichem Einsatz der Flexibilitäts-Optionen sind keine Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen notwendig

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

Unabhängig vom Flexibilitäten-Einsatz müssen 4,3 km Freileitung verkabelt, 2 km Massekabel ersetzt und eine neue UW-Ausleitung (8 km) gebaut werden.

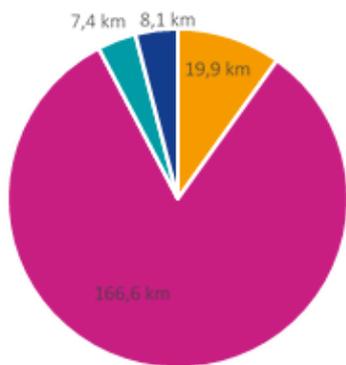
Darüber hinaus ist der Wechsel eines HS/MS-Trafos notwendig, auf den bei netzdienlichem Einsatz von Flexibilitäten verzichtet werden kann.

<sup>1</sup> bei netzdienlichem Einsatz der prognostizierten Flexibilitätsoptionen

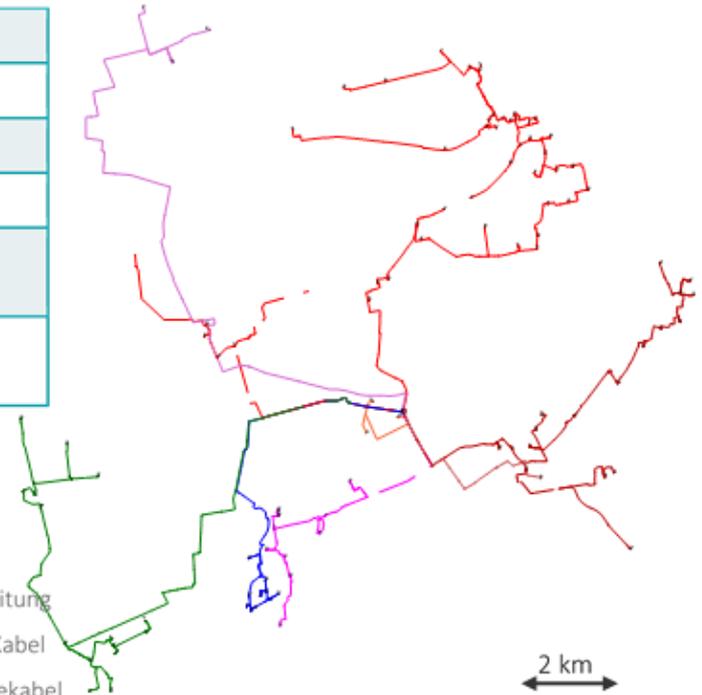
# UW Roitzsch

Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	215
Anzahl Kunden	14.300
Trafo Größen	2x 52 MVA
höchste Last	heute: 20 MW 2030: 20 MW (inkl. E-mob)
höchste Rückspeisung	heute: 63 MW 2030: 94 <sup>1</sup> -107 MW

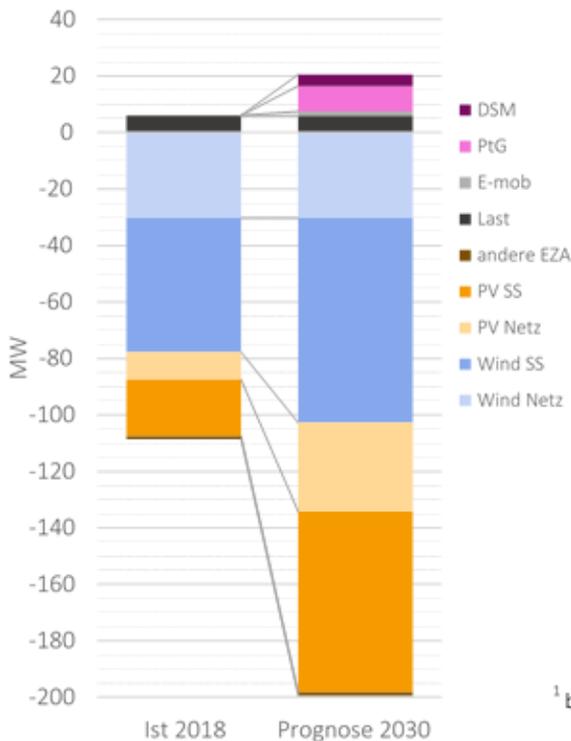
Leitungslänge: 202 km



- Freileitung
- VPE-Kabel
- Masekabel
- PE-Kabel



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



### Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Unabhängig vom Einsatz der Flexibilitätsoptionen sind keine Maßnahmen im 20-kV-Netz notwendig.

### Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

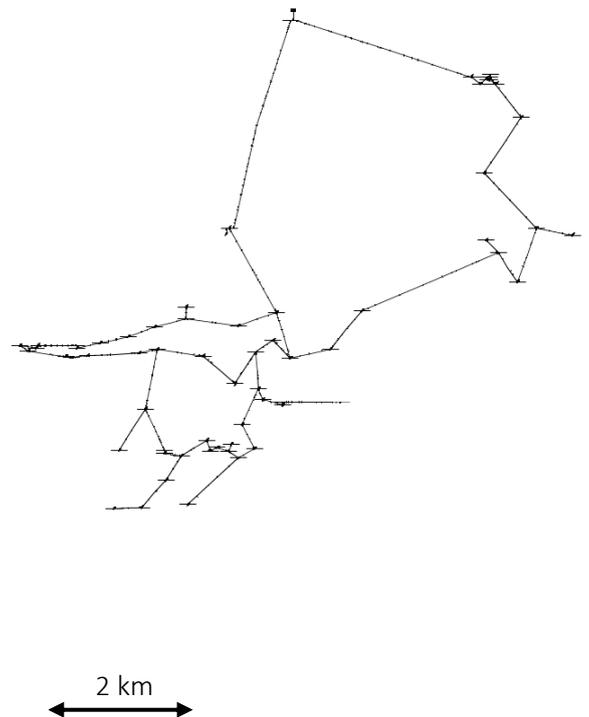
Unabhängig vom Einsatz der Flexibilitätsoptionen muss die 20-kV-Schaltanlage im UW erweitert werden und es ist der Wechsel von 0,2 km Masekabel sowie die Verkabelung von 1,5 km Freileitung notwendig.

Darüber hinaus muss ein zusätzlicher HS/MS-Transformator (inkl. HS-Schaltfeld) installiert werden. Bei ungesteuertem Flexibilitäts Einsatz ist zusätzlich ein Transformator zu wechseln.

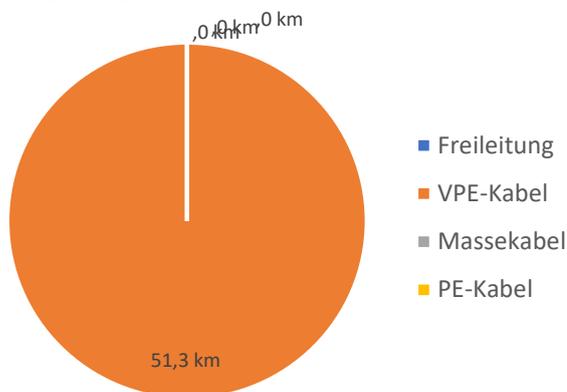
<sup>1</sup> bei netzdienlichem Einsatz der prognostizierten Flexibilitätsoptionen

# Südlich Rodewitz

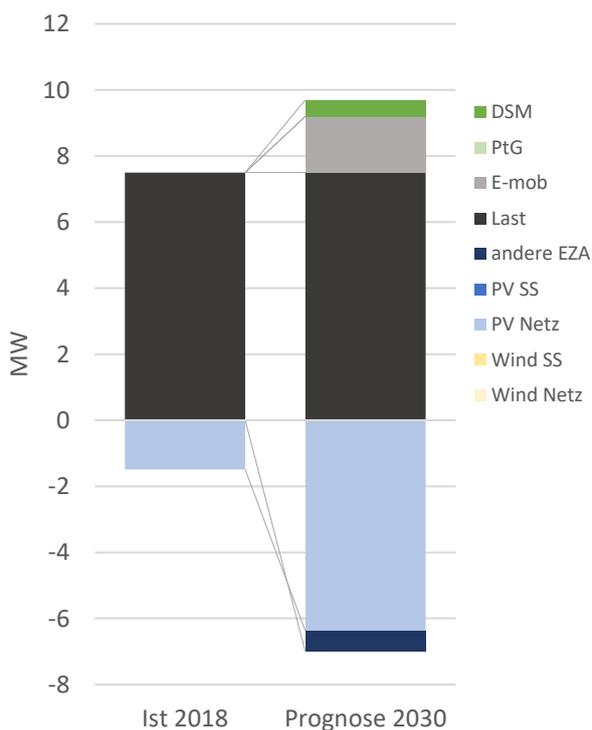
Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	63
Anzahl Kunden	3285 HH, 324 Gewerbe
Prägung	Verbindung und Versorgung von Dörfern
Höchste Last	heute: 7,5 MW 2030: 9,7 MW (inkl. E-mob)
Höchste Rückspeisung	heute: 0 MW 2030: 4,5 MW



Leitungslänge: 51 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



### Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Das Netz ist für dieses Szenario ausreichend dimensioniert. Ausbaumaßnahmen sind nicht erforderlich.

### Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

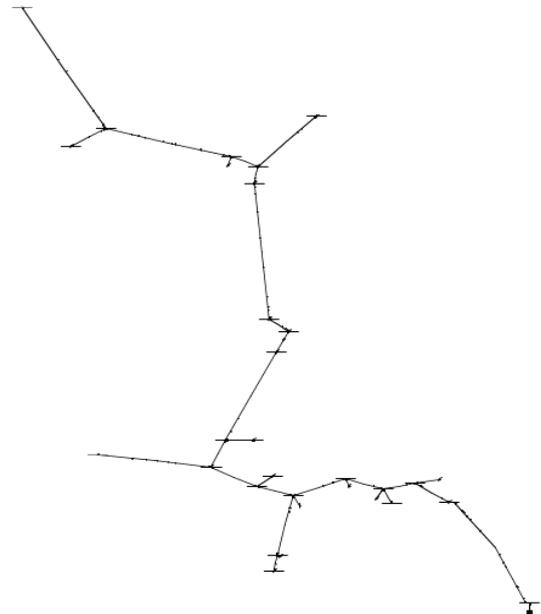
Das Netz ist für dieses Szenario ausreichend dimensioniert. Ausbaumaßnahmen sind nicht erforderlich.

### Fazit zu Flexibilitäten:

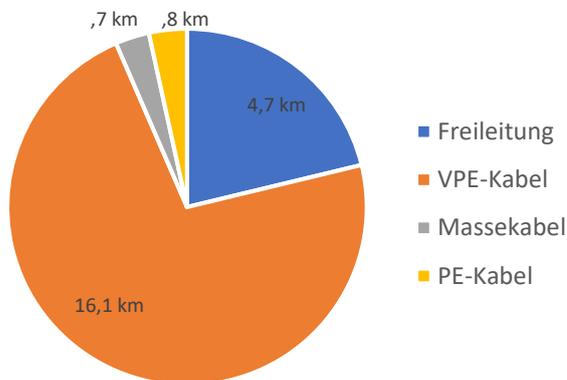
Aufgrund der ausreichenden Reserven in diesem Netzgebiet ergibt sich unabhängig vom Einsatz der Flexibilitäten (ohne, ungesteuert, gesteuert) kein Netzausbaubedarf.

# Nord-westlich Großenhain

Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	18
Anzahl Kunden	792 HH, 111 Gewerbe
Prägung	Ländliches Stichnetz Ohne Einspeiser
Höchste Last	heute: 1,9 MW 2030: 2,9 MW (inkl. E-mob)
Höchste Rückspeisung	heute: 0,5 MW 2030: 5,2 MW

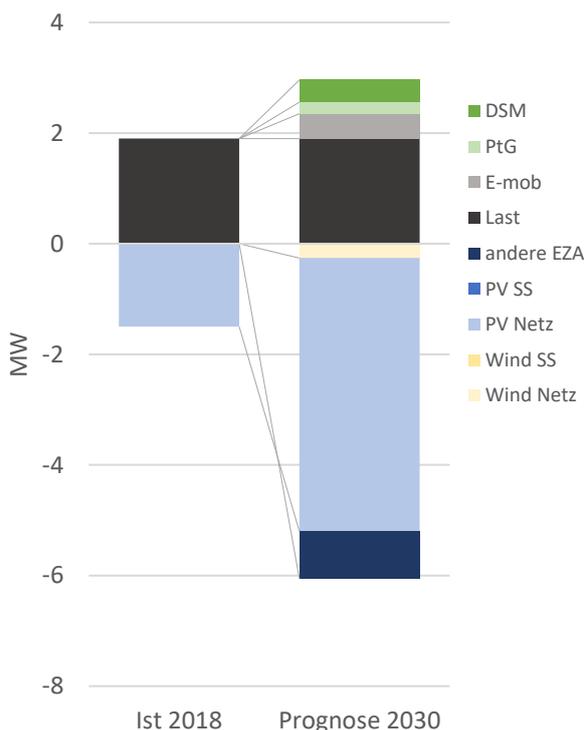


Leitungslänge: 22 km



2 km

Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



## Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Das Netz ist für dieses Szenario ausreichend dimensioniert. Ausbaumaßnahmen sind nicht erforderlich.

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

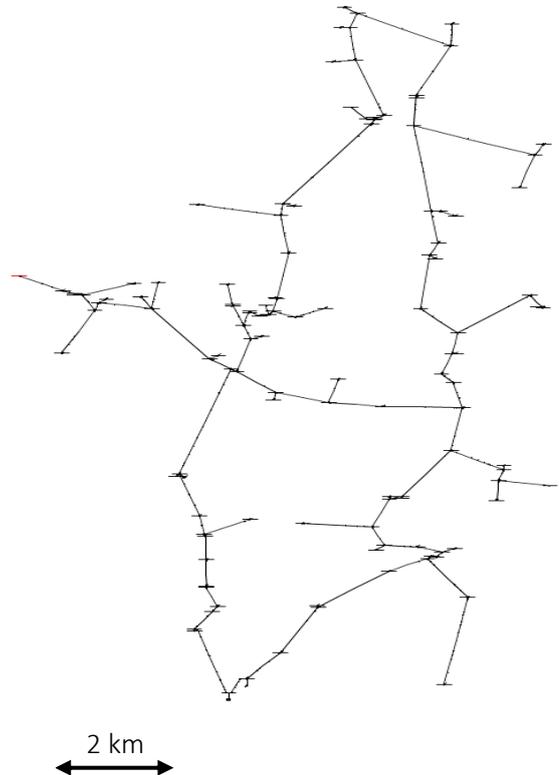
Das Netz ist für dieses Szenario ausreichend dimensioniert. Ausbaumaßnahmen sind nicht erforderlich.

## Fazit zu Flexibilitäten:

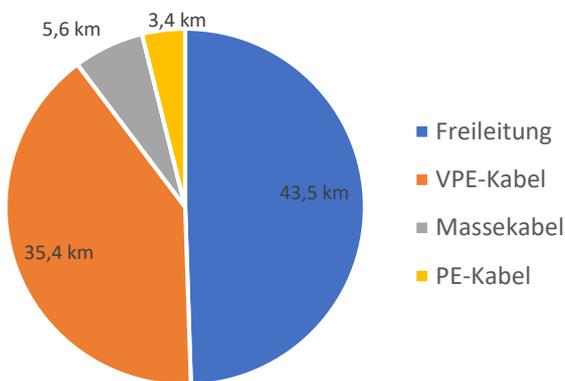
Aufgrund der ausreichenden Reserven in diesem Netzgebiet ergibt sich unabhängig vom Einsatz der Flexibilitäten (ohne, ungesteuert, gesteuert) kein Netzausbaubedarf.

# Nördlich Radeburg

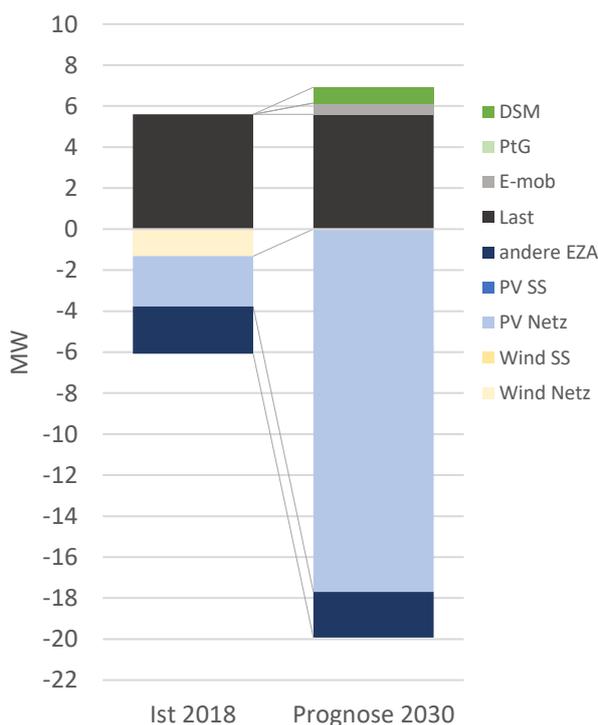
Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	38
Anzahl Kunden	1133 HH, 153 Gewerbe
Prägung	Ausgedehntes ländliches Netz
Höchste Last	heute: 5,6 MW 2030: 6,9 MW (inkl. E-mob)
Höchste Rückspeisung	heute: 4,0 MW 2030: 18 MW



Leitungslänge: 88 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



## Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Das Netz ist für dieses Szenario ausreichend dimensioniert. Ausbaumaßnahmen sind nicht erforderlich.

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

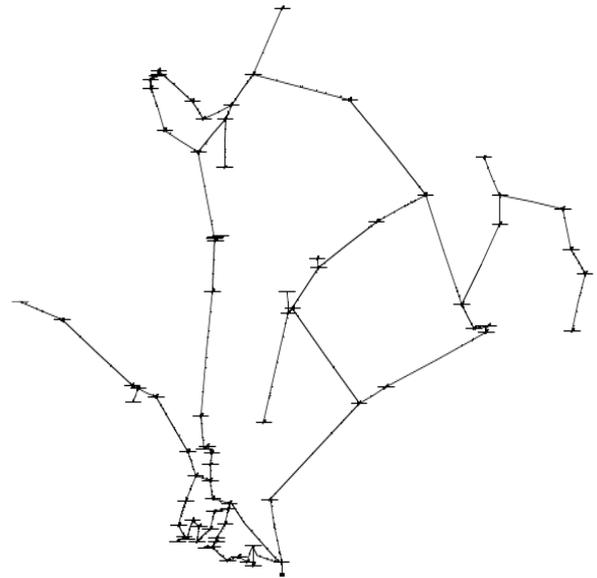
Für dieses Szenario sind aufgrund des hohen Anstiegs an Erzeugungsleistung insgesamt 14 km Leitung zu ersetzen bzw. zu verstärken. Außerdem ist abhängig vom Einsatz der Flexibilitäten der HS/MS-Transformator durch einen größeren zu ersetzen.

## Fazit zu Flexibilitäten:

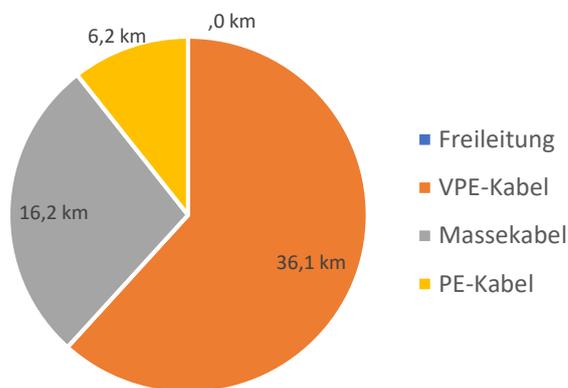
Durch einen netzdienlich gesteuerten Einsatz von Flexibilitäten könnte der Ersatz eines HS/MS-Transformators durch einen größeren Transformator bis 2030 vermieden werden.

# Nördlich Bischofswerda

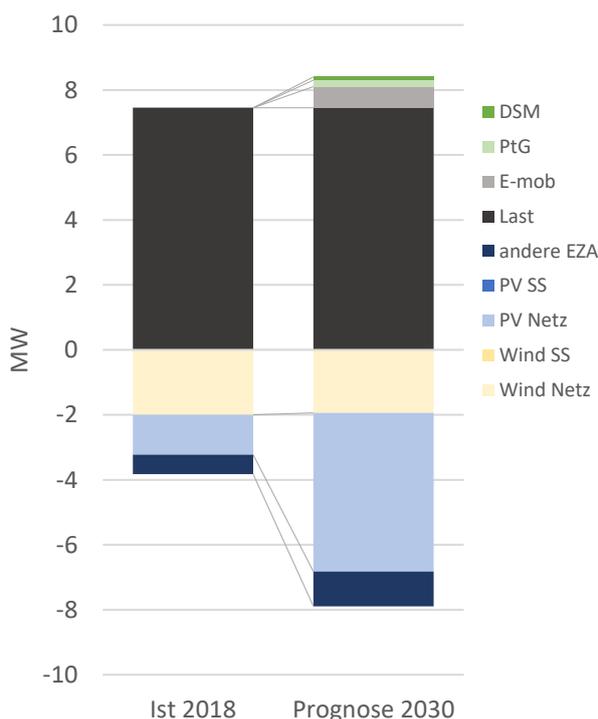
Nennspannung	10 kV
Anzahl Stationen	22
Anzahl Kunden	1286 HH, 165 Gewerbe
Prägung	Mischung aus städtischem und ländlichem Netz
Höchste Last	heute: 7,4 MW 2030: 8,4 MW (inkl. E-mob)
Höchste Rückspeisung	heute: 0 MW 2030: 5 MW



Leitungslänge: 59 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



## Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Das Netz ist für dieses Szenario ausreichend dimensioniert. Ausbaumaßnahmen sind nicht erforderlich.

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

Das Netz ist für dieses Szenario ausreichend dimensioniert. Ausbaumaßnahmen sind nicht erforderlich.

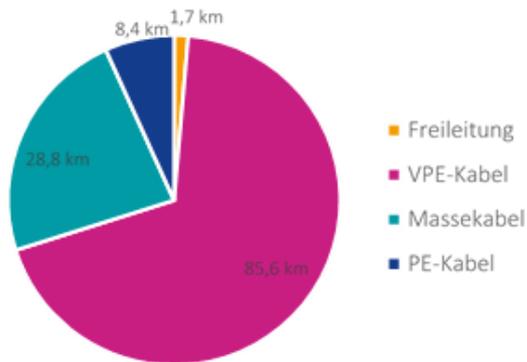
## Fazit zu Flexibilitäten:

Aufgrund der ausreichenden Reserven in diesem Netzgebiet ergibt sich unabhängig vom Einsatz der Flexibilitäten (ohne, ungesteuert, gesteuert) kein Netzausbaubedarf.

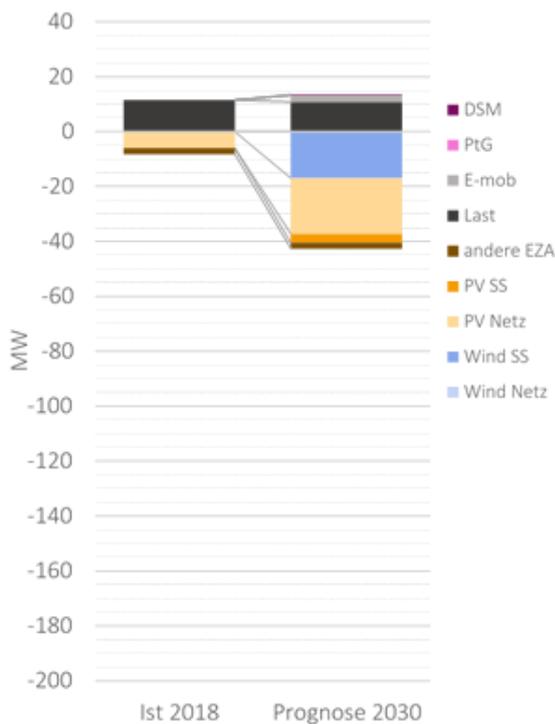
# UW Plauen A

Nennspannung	10 kV
Anzahl Stationen	234
Anzahl Kunden	24.100
Trafogrößen	2x 40 MVA
Höchstlast	heute: 38 MW 2030: 38 MW (inkl. E-mob)
höchste Rückspeisung	heute: 0 MW 2030: 21 MW

Leitungslänge: 125 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



### Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Unabhängig vom Einsatz der Flexibilitätsoptionen sind 0,3 km Massekabel zu wechseln.

### Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

Unabhängig vom Einsatz der Flexibilitäten sind 2,7 km Massekabel zu wechseln und die MS-Schaltanlage zu erweitern.

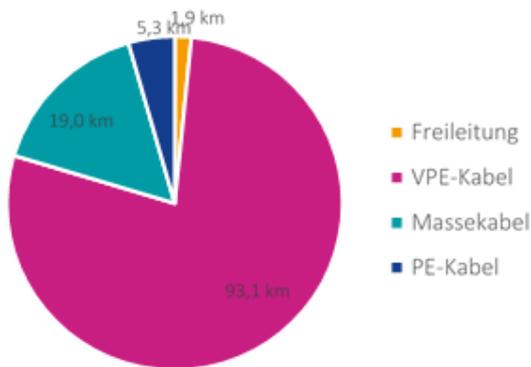
Eine Reduzierung des Netzausbaus durch netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen ist nicht möglich.

# UW Zschopau/Süd

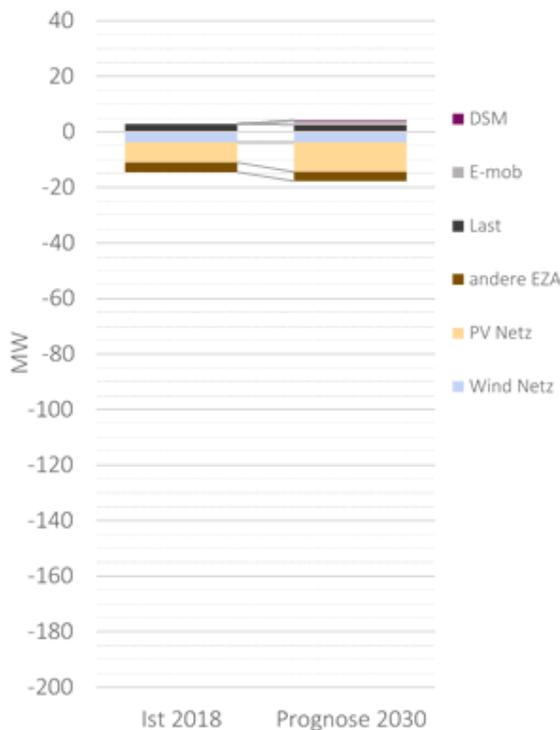
Nennspannung	10 kV
Anzahl Stationen	159
Anzahl Kunden	12.500
Trafogrößen	1x 20 MVA 1x 31,5 MVA
Höchstlast	heute: 10 MW 2030: 9 MW (inkl. E-mob)
höchste Rückspeisung	heute: 3 MW 2030: 5 MW



Leitungslänge: 119 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



### Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Auf die Lastveränderungen kann durch das Verlagern von Normal-Offen-Stellen reagiert werden. Netzausbaumaßnahmen sind nicht notwendig.

### Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

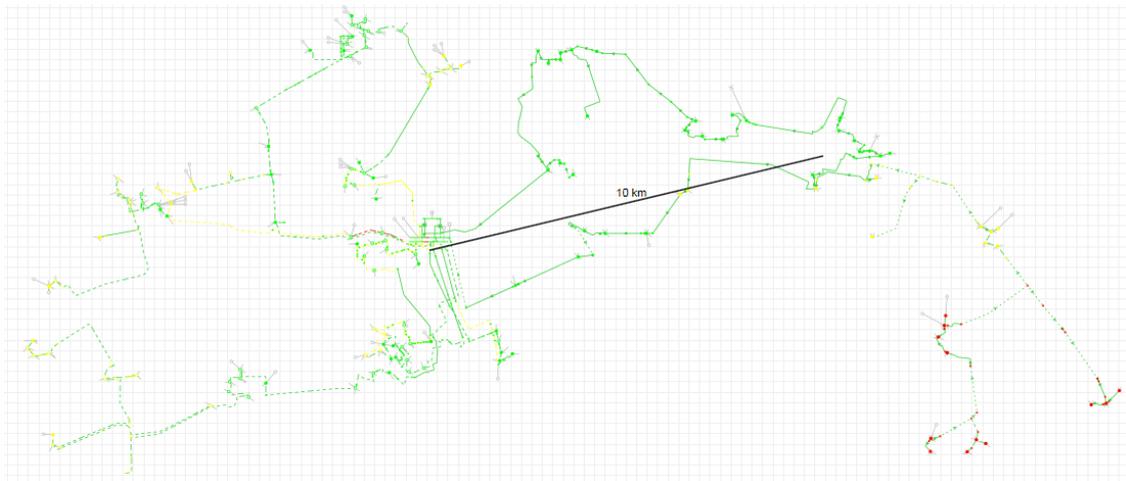
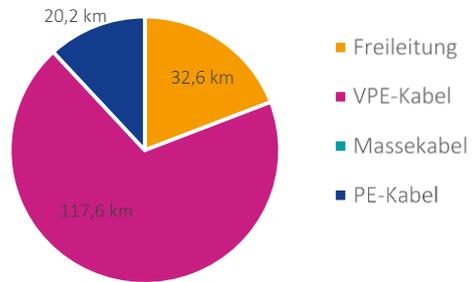
Um die steigende dezentrale Erzeugung im MS-Netz des UW Zschopau/Süd aufzunehmen ist kein Netzausbau notwendig. Spannungsbandabsenkung an der MS-Sammelschiene und die Verlagerung von Normal-Offen-Stellen ist hierfür ausreichend.

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen hat keinen Einfluss.

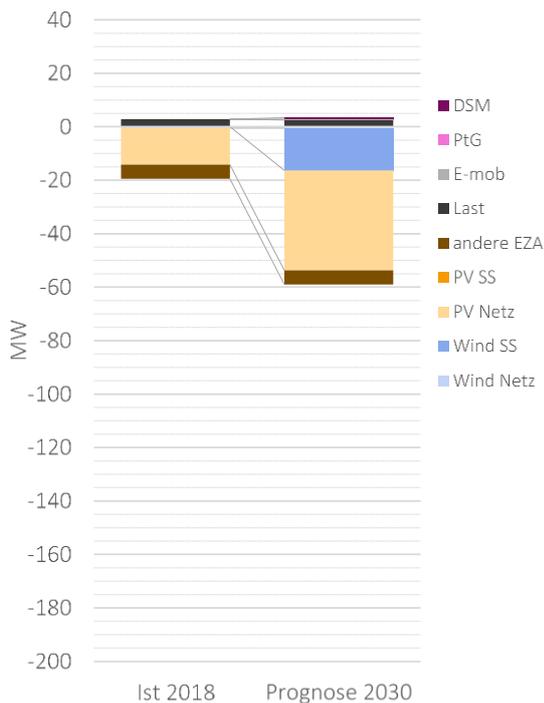
# UW Walschleben

Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	160
Anzahl Kunden	ca. 6000
Trafogrößen	2 x 25/16/16 MVA
Höchste Last	heute: 14 MVA 2030: 15 MVA (inkl. E-Mob)
Höchste Rückspeisung	heute: 16 MVA 2030: 49 <sup>1</sup> - 52 MVA

Leitungslänge: 170 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



## Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Der prognostizierte Lastfluss im UW Walschleben ist stark einspeisegeprägt. Es sind auf Basis der Prognosewerte für dieses Szenario daher keine Maßnahmen notwendig.

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

Zwei Konzepte wurden entwickelt, um den prognostizierten Anstieg der Erzeugerleistung in das Netz integrieren zu können. Die Umsetzung ist abhängig von der tatsächlichen Leistungsgröße und der örtlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen im Netzgebiet.

### Konzept 1:

Neubau eines Umspannwerks im östlichen Netzgebiet.

### Konzept 2:

Doppelleitung (13 km) + zusätzliches Schalthaus + HS/MS-Trafowechsel

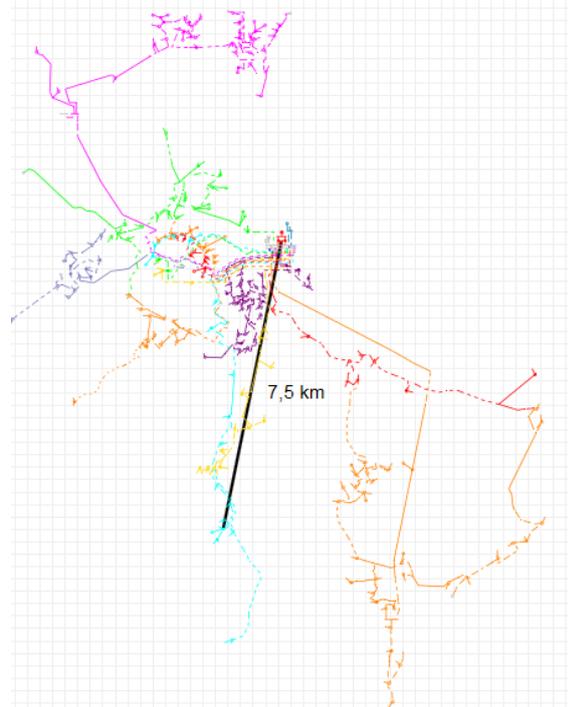
### Fazit zu Flexibilitäten:

Der netzdienliche Einsatz von Flexibilitäten führt aufgrund der geringen Anzahl und Leistungsgröße nicht zu Optimierungspotentialen in der Netzausbauplanung.

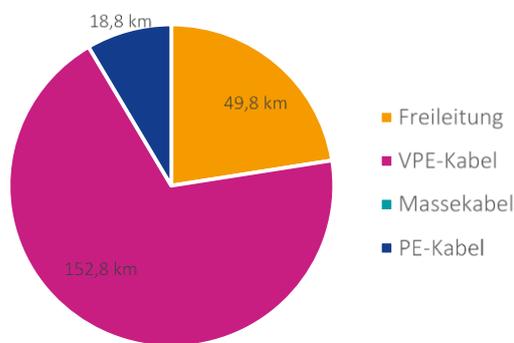
<sup>1</sup> bei netzdienlichem Einsatz der prognostizierten Flexibilitätsoptionen

# UW Ohrdruf

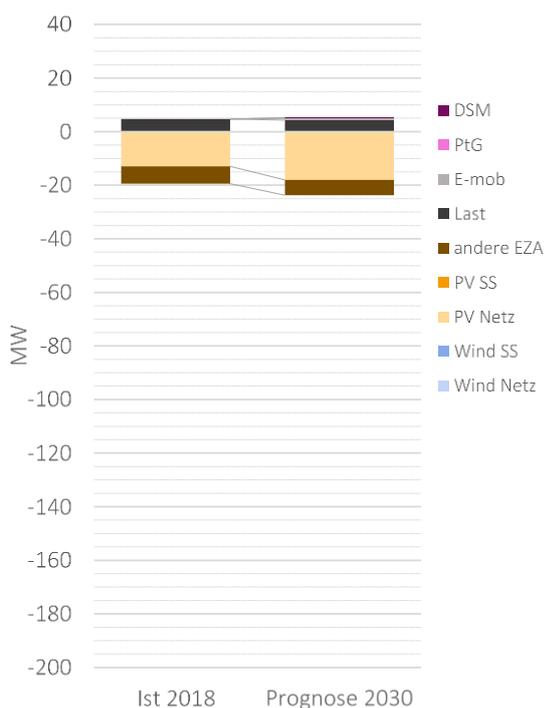
Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	200
Anzahl Kunden	ca. 9000
Trafogrößen	2 x 40/25/25 MVA
Höchste Last	heute: 30 MVA 2030: 38 MVA (inkl. E-Mob)
Höchste Rückspeisung	heute: 16 MVA 2030: 20 <sup>1</sup> - 21 MVA



Leitungslänge: 221 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



## Ergebnisse Lastfall Starklast/keine Erzeugung:

Es müssen 6 km neue MS-Kabel verlegt, 2 km Freileitung verkabelt, 2 zusätzliche MS-Schaltzellen errichtet und Trennstellen optimiert werden.

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

Abhängig von der Leistungsgröße und örtlichen Verteilung der zusätzlichen Erzeugungsanlagen im Netzgebiet muss eine UW-Ausleitung verstärkt werden.

## Fazit zu Flexibilitäten:

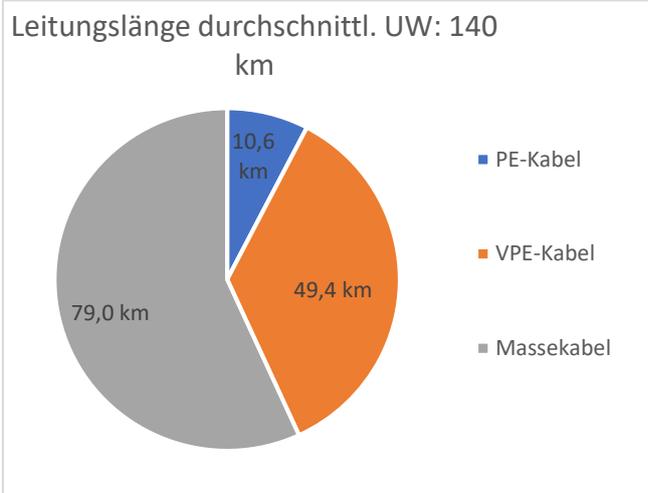
Der netzdienliche Einsatz von Flexibilitäten führt aufgrund der geringen Anzahl und Leistungsgröße nicht zu Optimierungspotentialen in der Netzausbauplanung.

<sup>1</sup> bei netzdienlichem Einsatz der prognostizierten Flexibilitätsoptionen

# UW Berlin

Durchschnittliche Werte aggregiert auf ein Modellumspannwerk 110/10 kV:

Nennspannung	10 kV
Anzahl Stationen	215 – 320
Anzahl Kunden	14.300 – 35.600
Trafogrößen	3 x 31,5 MVA
höchste Last	heute: 40,4 MVA 2030: 44,1 MVA (inkl. E-mob)



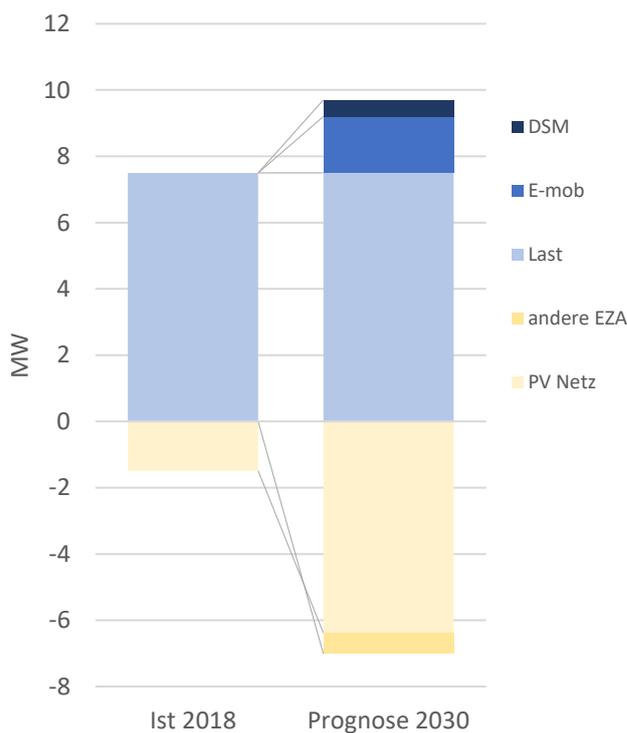
## Ergebnisse Lastfall Schwachlast/starke Erzeugung:

Das Netz erscheint für dieses Szenario ausreichend dimensioniert.

## Starklastfall, keine Erzeugung

Die Netznutzung ist weitgehend „lastdominiert“ mit einem hohen Anteil an Mittelspannungs- und Niederspannungskunden. In den NS-Netzen wird von schwer prognostizierbarer Häufung von Ladeinfrastruktur ausgegangen, der mittels Innovationen und netzdienlichen Flexibilitäten sowie entsprechend optimierter Netzmodernisierung und -erweiterung bedarfsgerecht begegnet wird.

## Beispiel Leistungen im Lastfall Schwachlast/ starke Erzeugung



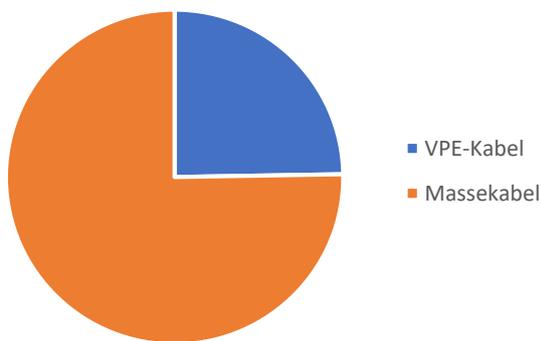
## Flexibilitätsoptionen:

Aus den Untersuchungen ist erkennbar, dass Flexibilitätsoptionen in Form einer Laststeuerung einen Effekt haben, wenn diese für die MS eingesetzt werden können. In langen und mittleren Ringen mit hoher Belastung wäre dadurch ein verringerter Umstrukturierungsbedarf denkbar. Im Beispielnetz sind diese mit einem Anteil von ca. 20% vertreten.

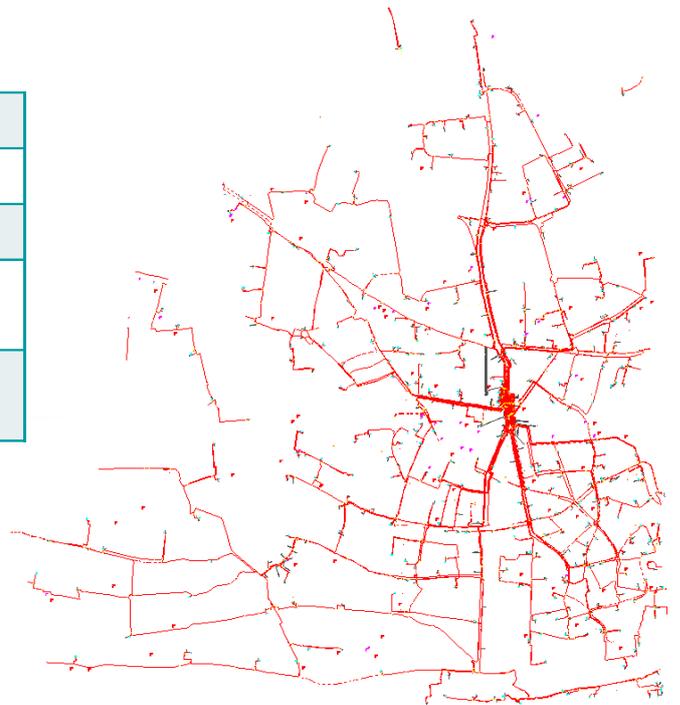
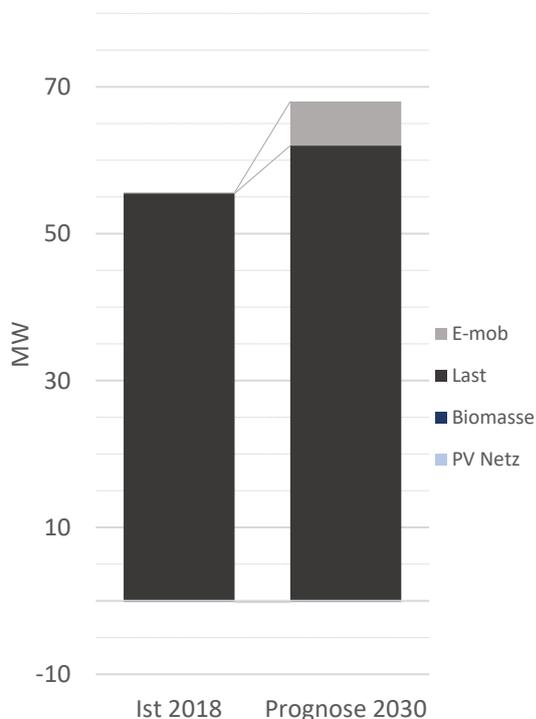
# UW Hamburg

Nennspannung	10 kV
Anzahl Stationen	360
Anzahl Kunden	ca. 46000
Trafogrößen	2 x 31,5 MVA 2 x 63 MVA
Grundlast	heute: 55 MVA 2030: 65 MVA

Leitungslänge: 186 km



Leistungen im Lastfall  
Höchstlast, ohne Erzeugung



## Starklastfall, keine Erzeugung

Hamburg ist weitgehend lastdominiert, die Einspeisung von EE-Anlagen spielt daher im Gegensatz zu den FNB keine entscheidende Rolle für Ausbau- oder Steuerungsbedarf in den MS-Netzen.

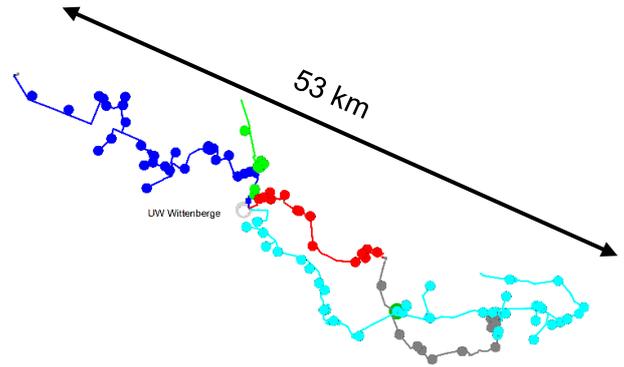
Dieser prognostizierte Lastzuwachs wird in dem beispielhaft gezeigten UW bis 2030 bei ca. 10 MW erwartet.

Ungefähr die Hälfte hiervon entfällt auf die Elektromobilität, welche vorrangig in der NS-Ebene angeschlossen wird. In den NS-Netzen wird von schwer prognostizierbarer Häufung von Ladeinfrastruktur ausgegangen, der mittels netzdienlichen Flexibilitäten und entsprechend optimierter Netzmodernisierung und -erweiterung bedarfsgerecht begegnet wird.

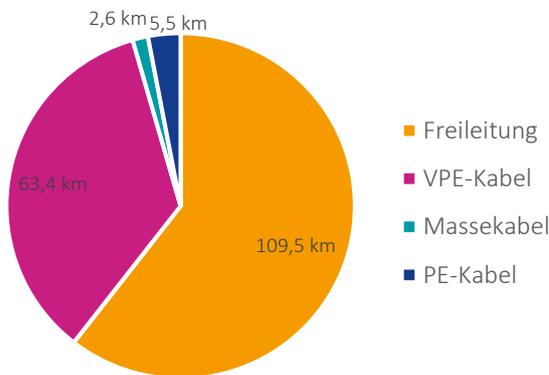
Es ist erkennbar, dass Flexibilitäten in Form einer Laststeuerung einen Effekt haben, wenn diese für die MS eingesetzt werden können. In langen und mittleren Ringen mit hoher Belastung ist durch wirksame Flexibilitäten ein verringerter Umstrukturierungsbedarf denkbar. Im Beispielnetz sind diese mit einem Anteil von ca. 20% vertreten. In Ringen mit älterer Kabelstruktur und niedrigen Querschnitten ist eine Verzögerung des Modernisierungsbedarfes denkbar.

# UW Wittenberge

Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	109
Anzahl Kunden	1.136
Trafogrößen	1x 31,5 MVA (Landnetz) 1x 20,0 MVA (Stadtnetz)
Höchste Last	heute: 3 MW 2030: 9 MW (inkl. E-Mobil)
Höchste Rückspeisung	heute: 4 MW 2030: 26 MW



Leitungslänge: 181 km

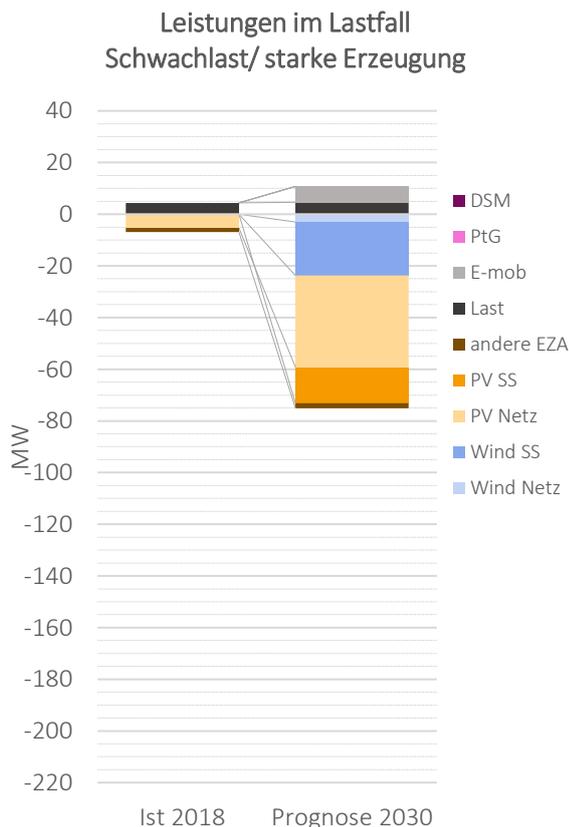


## Ergebnisse Lastfall Starklast / keine Erzeugung:

Im Fall eines erhöhten Lastaufkommens bei gleichzeitiger geringer Erzeugung sind derzeit keine zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen erforderlich.

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast / starke Erzeugung:

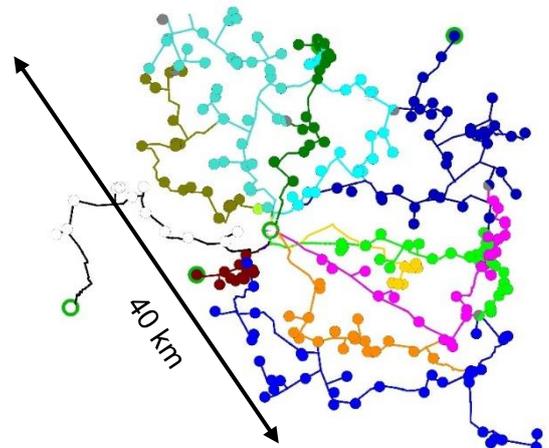
Bei Auftreten hoher Erzeugerleistung bei gleichzeitiger schwacher Last ist eine Anpassung (Verringerung) des Spannungsbandes des UW-Spannungsreglers erforderlich. Außerdem ist eine Ertüchtigung bzw. Tausch des HS/MS-Trafos vorzunehmen. Durch Schaltzustandsänderungen und Anpassungen in angrenzenden Netzen werden die langen Netzausläufer verkürzt.



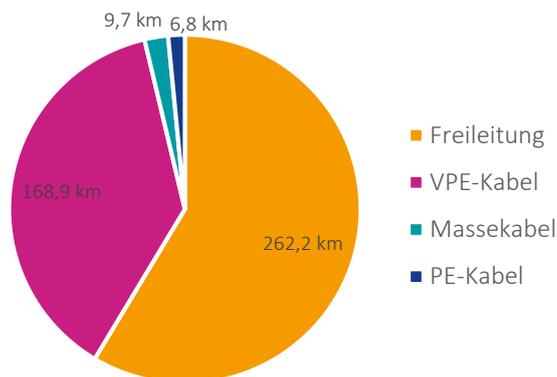
In beiden Fällen können keine Flexibilitäten eingesetzt werden, da keine entsprechenden Potenziale vorhanden sind.

# UW Lübz

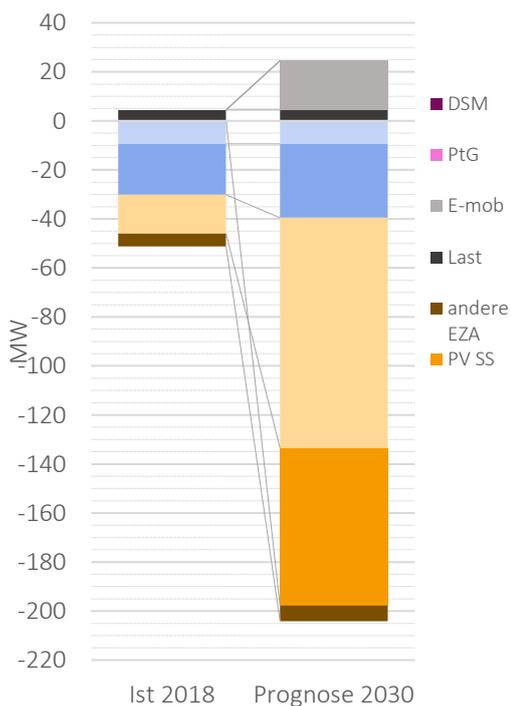
Nennspannung	20 kV
Anzahl Stationen	285
Anzahl Kunden	7.565
Trafo Größen	1 x 31,5 MVA (Landnetz) 1 x 50/31,5/31,5 MVA (Stadtnetz + EEG-Block)
Höchste Last	heute: 5 MW 2030: 27 MW (inkl. E-Mobil)
Höchste Rückspeisung	heute: 25 MW 2030: 70 MW



Leitungslänge: 448 km



Leistungen im Lastfall  
Schwachlast/ starke Erzeugung



## Ergebnisse Lastfall Starklast / keine Erzeugung:

Bei hohem Auftreten von Bezug mit geringer Erzeugung ist eine Schaltzustandsänderung vorzunehmen.

## Ergebnisse Lastfall Schwachlast / starke Erzeugung:

Wird das prognostizierte Lastpotenzial nicht ausgeschöpft, bei gleichzeitigem hohen EZA-Zubau, ist im UW eine Leistungserhöhung des HS/MS-Trafo sowie eine Erweiterung der MS-Schaltanlage vorzunehmen. Zusätzlich muss eine aktuelle Schaltanlage (SSt Plau, östlich im Netz) durch einen UW-Neubau ersetzt werden. Dadurch ist eine große Entlastung im Osten möglich.

Daneben sind min. 35 km Freileitungsquerschnitte zu vergrößern, bzw. zu Verkabeln und ungf. 20 km Kabeltrasse zu ertüchtigen.

Es sind keine Flexibilitätsoptionen verfügbar. In beiden Fällen werden mind. 2,2 km Massekabel ersetzt.

## 6 Fazit und Ausblick

Im Rahmen der Energiewende wird die überwiegend zentrale, planbare Energieerzeugung durch wenige große Kraftwerke von einer dezentralen, dargebotsabhängigen Einspeisung regenerativer Energien in die Verteilnetze abgelöst. Aufgrund der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele kommt es zu einer verstärkten Elektrifizierung des Verbrauches. Damit sind neue Lasten (z.B. Power-to-Heat-Anlagen, Elektromobilität) mit neuen Eigenschaften (insbesondere Flexibilität) zu versorgen. Konventionelle Lasten verändern sich abhängig von der demographischen Entwicklung.

Diese Herausforderungen betreffen vor allem die Verteilnetze. Für die VNB ergibt sich daraus eine wachsende Bedeutung für die Systemstabilität der Energieversorgung und führt zu neuen Anforderungen an den Netzbetrieb und Netzausbaubedarf.

Für die Netzbetreiber im Norden und Osten Deutschlands ist dieser Strukturwandel bereits gelebte Realität. Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern sind Vorreiter bei der Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung. In der Arbeitsgemeinschaft Flächennetzbetreiber Ost (ARGE FNB OST) haben sich deshalb die Avacon Netz GmbH, E.DIS Netz GmbH, ENSO NETZ GmbH, die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, die Stromnetz Berlin GmbH, die Stromnetz Hamburg GmbH, die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG sowie die WEMAG Netz GmbH zusammengeschlossen und einen gemeinsamen Netzausbauplan (NAP) entwickelt, der alle zwei Jahre fortgeschrieben wird.

Der aktuelle NAP2019 schaut auf einen Zeithorizont bis 2030. Für die Prognosen der Erzeugungs- und Lastentwicklung orientiert er sich an den Eingangsdaten aus dem Netzentwicklungsplanungsprozess (NEP 2030 Version 2019) und ergänzt diese mit lokalen Analysen und eigenen Abschätzungen, die den ÜNB mit ihrem Blick auf Gesamtdeutschland und die EU nicht zur Verfügung stehen.

Die Erzeugung von Strom aus Windkraft und Solarenergie führt dazu, dass die Einspeisung in die Verteilnetze in zahlreichen Netzbereichen schon heute ein Vielfaches der Verbraucherlast beträgt. Insgesamt sind in den betrachteten Verteilnetzen 57 GW Erzeugungsleistung zu integrieren. Auch zukünftig wird der größte Teil der Erzeugungsleistung im Verteilnetz angeschlossen sein, wodurch Rückspeisungen in die Übertragungsnetze voraussichtlich deutlich häufiger und mit größeren Leistungswerten auftreten werden. Diese überschüssige Leistung wird beispielsweise in den Ballungsräumen aufgrund wegfallender Kraftwerksleistungen und hinzukommender Anwendungen benötigt. Die Flächennetze werden damit zu Flächenkraftwerken, den Übertragungsnetzen kommt hierbei weiterhin eine verbindende Funktion zu.

Nach aktueller Planung müssen bis zum Jahr 2030 11 Netzverknüpfungspunkte (ÜNB-VNB) neu errichtet und 29 Netzverknüpfungspunkte verstärkt werden. Dies unterstreicht die Bedeutung der Schnittstelle Übertragungsnetzbetreiber zu Verteilnetzbetreiber für einen weiterhin stabilen Netz- und Systembetrieb. Weiterhin bestimmen die Netzverknüpfungspunkte die Ausbaugeschwindigkeit sowie die Netzstruktur und Netzlängen in den unterlagerten Netzebenen. Die Netzverknüpfungspunkte sind mit der 50Hertz abgestimmt. Die geplanten Maßnahmen werden im NEP berücksichtigt.

Zusätzlich müssen bis zum Jahr 2030 im Hochspannungsnetz insgesamt 526 km Trassen neu errichtet und 2.156 km Trasse verstärkt werden. Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass trotz stetig durchgeführter Investitionen in die Erneuerung und Erweiterung der Netze der Bedarf an weiteren Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen auch in Zukunft hoch bleibt.

Erstmals wurden neben den Hochspannungsnetzen auch exemplarische Mittelspannungsnetze analysiert. Die Besonderheit einer Netzausbauplanung in der Mittelspannungsebene ist, dass eine langfristige, räumlich hoch aufgelöste Prognose für Erzeugung und Last nicht möglich ist. Dafür ist in MS-Netzen eine vergleichsweise schnelle Reaktion auf Leistungsentwicklungen möglich. Die Berechnungsergebnisse dienen daher einer beispielhaften Abschätzung, in welchem Umfang Netzausbaumaßnahmen notwendig werden könnten. Die Ergebnisse sind nicht verallgemeinerbar oder geeignet, um Hochrechnungen zum Gesamtausbaubedarf durchzuführen oder gar konkrete Netzausbaumaßnahmen anzuschließen.

Bei der Untersuchung des möglichen Einflusses von Flexibilitäten zeigt sich an den untersuchten Netzen, dass deren netzdienlicher Einsatz nur in Einzelfällen Netzausbaumaßnahmen bis über 2030 hinaus verzögern kann.

Neue Lösungen in der Zusammenarbeit aller Akteure müssen entwickelt werden, um die Versorgungszuverlässigkeit und Netz- sowie Systemstabilität auch in Zukunft zu gewährleisten. Die Koordination der hohen und nur schwer prognostizierbaren Erzeugungsleistung sowie die Nutzung von Flexibilitäten für die Systemstabilität erfordern einen intelligenten Netzbetrieb, der auf Schwankungen unmittelbar reagiert und vorausschauend plant. Dafür ist ein stetiger Datenaustausch zwischen allen Beteiligten notwendig, der einen verlässlichen rechtlichen und regulatorischen Rahmen und geeignete sichere Kommunikationsstrukturen benötigt.

Die nun vorgelegten Ergebnisse des NAP2019 der ARGE FNB OST sind ein konkreter Beitrag zur gemeinsamen weiteren Netzentwicklung in der Regelzone 50Hertz.

## 7 Literatur

- [1] ARGE FNB OST (Herausgeber), „[www.arge-fnb-ost.de](http://www.arge-fnb-ost.de),“ März 2019. [Online].
- [2] Avacon Netz GmbH, E.DIS NETZ GmbH, ENSO NETZ GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co KG, WEMAG Netz GmbH, „Gemeinsamer Netzausbauplan der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber,“ 2017.
- [3] Deutsches Institut für Normung, „DIN EN 50160:2011-02,“ Beuth Verlag, 2011.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2.Entwurf,“ 2019.
- [5] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), „Raumordnungsbericht 2017,“ Bonn, 2018.
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung (dena-Netzflexstudie),“ Berlin, 2017.
- [7] FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., „Kurzstudie Power-to-X, Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB,“ München, 2017.
- [8] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4121 Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze*, Berlin: VDE-Verlag, 2018.
- [9] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Berlin: VDE-Verlag, 2018.
- [10] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*, Berlin: VDE Verlag, 2018.
- [11] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, Berlin: VDE Verlag, 2018.
- [12] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4100 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)*, Berlin: VDE Verlag, 2019.

## 8 Anhang

### 8.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zielsetzung des NAP2019 (Quelle: [1]) .....	3
Abbildung 2: Kleinräumige Bevölkerungsentwicklung 1990 bis 2015 in Deutschland je Einheitsgemeinden und Gemeindeverbänden (Quelle: [3]).....	12
Abbildung 3: Kleinräumige Bevölkerungsentwicklung 2012 bis 2035 in Deutschland je Einheitsgemeinden und Gemeindeverbänden (Quelle: [3]).....	13
Abbildung 4: Engpässe im Hochspannungsnetz der Avacon Netz (nur Regelzone 50Hertz) .....	25
Abbildung 5: Engpässe im Hochspannungsnetz der E.DIS Netz .....	26
Abbildung 6: Engpässe im Hochspannungsnetz der ENSO Netz .....	27
Abbildung 7: Engpässe im Hochspannungsnetz der MITNETZ STROM .....	28
Abbildung 8: Engpässe im Hochspannungsnetz der TEN .....	29
Abbildung 9: Engpässe im Hochspannungsnetz der WEMAG Netz .....	30
Abbildung 10: Darstellung der Ausbaumaßnahmen an Übergabepunkten zum Höchstspannungsnetz.....	32
Abbildung 11: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der Avacon Netz.....	44
Abbildung 12: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der E.DIS Netz .....	45
Abbildung 13: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der ENSO NETZ.....	46
Abbildung 14: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der MITNETZ STROM.....	47
Abbildung 15: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG .....	48
Abbildung 16: Leitungsbaumaßnahmen im HS-Netz der WEMAG Netz GmbH.....	49
Abbildung 17 Regionale Verteilung der untersuchten MS-Netze .....	50

### 8.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 4: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen und die Planung von Hochspannungsnetzen .....	7
Tabelle 1: Prognostizierte installierte Erzeugungsleistung 2030 je Netzbetreiber (Quelle: [2], Szenario B2030) .....	10
Tabelle 2: Verteilung der Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Prognose (in MW) auf die Netzbetreiber (Quelle: [2]) .....	19
Tabelle 3: Letztverbraucherlast 2018 und Prognose für 2030 in MW je Netzbetreiber (ohne Erzeugung und Flexibilitäten). .....	21
Tabelle 5: Austauschleistung mit dem Höchstspannungsnetz 2030 im Vergleich zu 2018 in MW je Netzbetreiber .....	31
Tabelle 6: Neu zu errichtende oder zu verstärkende HöS/HS-Übergabeumspannwerke.....	34
Tabelle 7: Ausbaubedarf HöS/HS-Übergabepunkte.....	34
Tabelle 8: Zusammenfassung der aus dem NAP2017 bereits realisierten Leitungsbaumaßnahmen .....	35
Tabelle 9: Ausbaubedarf der Avacon Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz.....	36
Tabelle 10: Ausbaubedarf der E.DIS Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz .....	38
Tabelle 11: Ausbaubedarf der ENSO NETZ GmbH im 110-kV-Leitungsnetz.....	39
Tabelle 12: Ausbaubedarf der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im 110-kV-Leitungsnetz.....	40
Tabelle 13: Ausbaubedarf der TEN im 110-kV-Leitungsnetz.....	41
Tabelle 14: Ausbaubedarf der WEMAG Netz im 110-kV-Leitungsnetz .....	42