

# Regionalszenario 2023

Planungsregion NORD



PLANUNGSREGION  
**NORD**



PLANUNGSREGION  
**NORD**

## **Impressum**

Schleswig-Holstein Netz AG  
Schleswig-HeinGas-Platz 1  
25451 Quickborn  
[www.sh-netz.com](http://www.sh-netz.com)

Stromnetz Hamburg GmbH  
Bramfelder Chaussee 130  
22177 Hamburg  
[www.stromnetz-hamburg.de](http://www.stromnetz-hamburg.de)

SWKiel Netz GmbH  
Uhlenkrog 32  
24113 Kiel  
[www.swkiel-netz.de](http://www.swkiel-netz.de)

TraveNetz GmbH  
Geniner Straße 80  
23560 Lübeck  
[www.travenetz.de](http://www.travenetz.de)

# Regionalszenario 2023



# Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>2</b>
1.1	Motivation	2
1.2	Planungsregion Nord	3
1.2.1	Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Nord	3
1.2.2	Übertragungsnetzbetreiber der Planungsregion	3
1.3	Adressatenkreis	4
1.4	Aufbau des Dokumentes	4
<b>2</b>	<b>Rahmenbedingungen</b>	<b>5</b>
2.1	Gesetzliche Anforderungen	5
2.2	Unterscheidung und Einordnung: Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan	5
2.3	Disclaimer	6
2.4	Kapitelfazit	7
<b>3</b>	<b>Grundlagen der Netzausbauplanung</b>	<b>8</b>
3.1	Allgemeine Grundlagen	8
3.2	Netzauslegungsrelevante Fälle	8
3.3	Anwendung des n-1-Kriteriums	8
3.4	Beschreibung der Höchstlastwerte	9
3.5	Höchstlastbeitrag	9
3.6	Gleichzeitigkeitsfaktoren	10
3.7	Unterschied zwischen installierter Leistung und auslegungsrelevanter Leistung	10
3.8	Blindleistungsmanagement	11
3.9	System- und Flexibilitätsdienstleistungen	11
3.10	NOVA-Prinzip	12
3.11	Kapitelfazit	12
<b>4</b>	<b>Einflussgrößen auf die Netzaufgaben</b>	<b>13</b>
4.1	Betrachtungshorizont und Stützjahr	13



4.2	Regionale Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch	13
4.3	Ermittlung des Hochlaufes	13
4.4	Entwicklung der regenerativen Erzeugung	14
4.4.1	Entwicklung der Windenergie an Land	15
4.4.2	Entwicklung der PV-Freiflächen	16
4.4.3	Entwicklung der PV-Dachanlagen	18
4.4.4	Entwicklung sonstiger regenerativer Erzeugung	20
4.5	Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Haushalte	20
4.6	Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung	21
4.7	Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Verkehr	22
4.8	Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Industrie	24
4.9	Entwicklung im Sektor Wärme	25
4.9.1	Allgemeine Verbrauchsentwicklung	25
4.9.2	Wärmepumpen für Haushalte	26
4.9.3	Entwicklung sonstiger regenerativer Wärmeerzeugung	27
4.10	Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen (Flexibilitäten)	27
4.11	Kapitelfazit	28
<b>5</b>	<b>Spezielle Anschlussanträge</b>	<b>29</b>
5.1	Punktuelle Großlasten	29
5.2	Punktuelle Großeinspeiser	29
5.3	Konventionelle Großkraftwerke	29
5.4	Flexibilitäten durch Speicher	29
5.5	Höchstspannungsanlagen	30
5.6	Systemdienstleistungen	30
5.7	Anforderungen bezüglich kritischer Infrastruktur	30
5.8	Marktmodell	30
5.9	Kapitelfazit	30
<b>6</b>	<b>Fazit und Ausblick</b>	<b>31</b>
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>32</b>
<b>9</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>34</b>



<b>10</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>35</b>
<b>11</b>	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>36</b>

# 1 Einleitung

Die Mitglieder der europäischen Union haben sich auf gemeinsame Klimaschutzziele geeinigt – wobei Deutschland sich selbst das vorgezogene Ziel der Klimaneutralität bis spätestens zum Jahr 2045 gesetzt hat. Damit dies gelingen kann, muss die erneuerbare Erzeugung stark ausgebaut werden. Gleichzeitig muss dafür gesorgt werden, dass diese regenerativ erzeugten Energien auch verbraucht werden können. Damit dies sichergestellt ist, bedarf es gleichzeitig ebenfalls des Ausbaus der Stromnetze. Die Netzplanung muss also zur Energiewende in Deutschland und somit der Zielerreichung der von Treibhausgasneutralität beitragen.

## 1.1 Motivation

Spätestens mit der Verabschiedung des Osterpaketes wurden für die Netzbetreiber auch die nächsten Umsetzungsschritte verbindlich, die sicherstellen sollen, dass der Netzausbau den Erweiterungen und Anpassungen von Erzeugung und Verbrauch folgt. Um dies sicherzustellen, werden die Maßnahmenplanungen aller Verteilnetzbetreiber (VNB) auf einer zentralen Netzbetreiberplattform transparent für die interessierte Öffentlichkeit bereitgestellt. Die Netzbetreiberplattform ist seit Januar 2023 online, die Informationen werden dort bis spätestens April 2024 veröffentlicht. Bei diesen Informationen handelt es sich um das sogenannte Regionalszenario (Veröffentlichung Ende Juni 2023) und die daraus abgeleiteten Planungen der jeweiligen VNB der Region (sogenannte Netzausbaupläne (NAP), Veröffentlichung 10 Monate nach dem Regionalszenario). In diesem hier vorliegenden Dokument stellt die Planungsregion Nord dar, wie das Last- und Einspeiseszenario aussieht, für welches die einzelnen VNB im nächsten Jahr die notwendigen Netzausbaumaßnahmen veröffentlichen werden.

Jede Planungsregion erstellt in den ungeraden Jahren ein Regionalszenario, im darauffolgenden Jahr je VNB eine auf dem Regionalszenario basierenden NAP. Beide Dokumente werden von allen Planungsregionen zeitgleich für eine Kommentierung im Internet veröffentlicht – die Netzbetreiber freuen sich dann über Rückmeldungen zu den jeweils veröffentlichten Dokumenten.

Durch einen Abgleich der bereits geplanten (und ebenfalls im Internet veröffentlichten) Projekte wird somit erstmalig transparent, welche zusätzlichen Projekte über den heute bereits bekannten und kommunizierten Stand hinaus durchgeführt werden müssen, um das Klimaziel zu erreichen.

Im vorliegenden Dokument beschreibt die Planungsregion Nord ihre Planungsannahmen.

Mit den Arbeiten am Dokument „Regionalszenario“ konnten für alle Mitglieder der Planungsregion Nord folgende Vorteile generiert werden:

- Alle VNB haben gemeinsame Gespräche / Austausche geführt.
- Alle VNB haben die gleiche Art der Datenermittlung vorgenommen.
- Alle VNB haben sich gemeinsam auf die grundlegenden Methoden geeinigt.
- Alle VNB haben sich bezüglich der zu nutzenden Quelle vereinbart.
- Alle VNB können basierend auf diesen hier beschriebenen Annahmen die Netzplanungen zum NAP starten.

## 1.2 Planungsregion Nord

Die Planungsregion Nord ist eine der sechs Planungsregionen innerhalb Deutschlands, die jeweils geografisch abgegrenzte Flächen beschreiben. In diesen Planungsregionen finden sich alle VNB mit mehr als 100.000 angeschlossenen Letztverbrauchern zusammen.

### 1.2.1 Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Nord

Zur Planungsregion Nord gehören die folgenden VNB:

- SWKiel Netz GmbH (SWKiel Netz)
- TraveNetz GmbH (TraveNetz)
- Schleswig-Holstein Netz AG (SH Netz)
- Stromnetz Hamburg GmbH (SNH)

Weitere Netzbetreiber, die weniger als 100.000 angeschlossene Letztverbraucher versorgen sind nicht zur Erstellung des Regionalszenarios verpflichtet – müssen aber durch die Bereitstellung von Informationen unterstützen. Die Werte der einzelnen nachgelagerten VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Letztverbrauchern werden in den Zahlen der vier oben genannten VNB berücksichtigt.

### 1.2.2 Übertragungsnetzbetreiber der Planungsregion

Die VNB der Planungsregion Nord sind, bis auf SNH, unmittelbar oder mittelbar an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT TSO angebunden. SNH wird von 50Hertz Transmission versorgt.

Eine weitere Besonderheit der Planungsregion Nord im Bundesland Schleswig-Holstein ist es, dass nur SH Netz Verknüpfungspunkte mit dem ÜNB hat. SH Netz hält daher den Kontakt zum ÜNB.



### 1.3 Adressatenkreis

Das Regionalszenario der Planungsregion Nord ist gemäß des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) §14d Abs. 4 so formuliert, dass ein sachkundiger Dritter die Thematiken nachvollziehen kann. Aus diesem Grund ist das Regionalszenario kompakt gehalten und tiefgehende Erläuterungen von gängigen Fachtermini und Methodiken sind nicht enthalten.

### 1.4 Aufbau des Dokumentes

Das Dokument startet mit einer Einordnung in den gesetzlichen Kontext und setzt die Rahmenbedingungen und Abgrenzungen zu anderen Prozessen, wie zum Beispiel dem Netzentwicklungsplan (NEP) der ÜNB. Anschließend werden die Grundlagen der Netzausbauplanung geschildert, um die Auswirkungen der Last- und Erzeugungsentwicklung zu verdeutlichen. Die Erzeugungsanlagen, insbesondere die erneuerbaren Energien, und die Sektoren Industrie, Gewerbe Handel Dienstleistungen (GHD), Haushalte und Verkehr werden darauffolgend näher beschrieben, wobei ein besonderer Fokus auf der Sektorenkopplung im Mobilitäts- und Wärmesektor liegt. Für die Stützjahre 2028, 2033 und das langfristige Zieljahr 2045 wird die Methodik der Ermittlung und die Ergebnisse für die netzauslegungsrelevanten Leistungen beschrieben. Abschließend wird der weitere zeitliche Ablauf skizziert, ein Fazit und Ausblick fassen die Kernbotschaften des Regionalszenarios zusammen und projizieren dessen Auswirkungen in die Zukunft.

## 2 Rahmenbedingungen

Das folgende Kapitel fasst die gesetzlichen Anforderungen an die Regionalszenarien der Planungsregionen zusammen. Die Gemeinsamkeiten und Unterschiede des auf dem Regionalszenario aufbauenden NAP der individuellen VNB im Vergleich zum NEP der ÜNB werden ebenfalls kurz aufgeführt.

### 2.1 Gesetzliche Anforderungen

In diesem Regionalszenario werden von den Mitgliedern der Planungsregion Nord die Dokumente und Informationen zusammengestellt, die es für die Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben gemäß EnWG §14d benötigt. In diesem Gesetz ist geregelt, dass VNB mit mehr als 100.000 Kundenanschlüssen erweiterte Berichtspflichten haben. Diese sind zu erfüllen, um die Relevanz der Netzausbaumaßnahmen hinsichtlich der Festlegung im Gesetzestext „Die Errichtung und der Betrieb von Elektrizitätsverteilernetzen mit einer Nennspannung von 110 kV liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit.“ nachweisen zu können.

Als Grundlage des NAP ist ein Regionalszenario unter Berücksichtigung der energiepolitischen und Klimaziele bis zum Jahr 2045 und der Entwicklungen in den nächsten 5 und 10 Jahren zu erstellen. Dieses beinhaltet den notwendigen Ausbau von erneuerbaren Energien, den Hochlauf von E-Mobilität und Wärmepumpen sowie die Dekarbonisierung in Industrie und GHD. Es sind bereits erfolgte und erwartete Netzanschlüsse und zu erwartende Ein- und Ausspeisungen anzugeben. Neben der Betrachtung des Hochspannungsnetzes wird nun auch die Betrachtung des Mittelspannungsnetzes gefordert. Zusätzliche Angaben bezüglich notwendiger und geplanter Netzoptimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen sollen ebenso wie Angaben zu Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen betrachtet werden.

### 2.2 Unterscheidung und Einordnung: Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan

Im Jahr 2012 wurde der erste NEP der ÜNB mit dem Zieljahr 2022 veröffentlicht. Als Basis diente ein Szenariorahmen, der die Ziele der damaligen Bundesregierung zum beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie und einer höheren Einspeisung erneuerbarer Energien berücksichtigt hat. Der NEP soll zur bedarfsgerechten Planung von Übertragungsnetzen dienen. Der aktuelle NEP mit dem Zieljahr 2045 und dem Stützjahr 2037 soll wiederum die benötigten Übertragungsnetze für die Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität im Jahr 2045 und deren Zwischenstand im Jahr 2037 darstellen.

Die VNB sind zu 2024 erstmalig verpflichtet, in einer vom Grundsatz ähnlichen Vorgehensweise die NAP für die Entwicklung ihrer Verteilnetze mit dem Zieljahr 2045 und den

Stützjahren 2028 und 2033 vorzulegen. Wie für den NEP der ÜNB soll auch beim NAP ein abgestimmtes Szenario je Planungsregion, das sogenannte Regionalszenario, als Basis für die Netzplanung dienen.

Die wesentlichen Unterschiede zwischen dem NAP der VNB und dem NEP der ÜNB sind:

- NEP:
  - Szenariorahmen wird öffentlich konsultiert
  - Szenariorahmen wird durch die BNetzA genehmigt
  - NEP wird öffentlich konsultiert
  - NEP wird durch die BNetzA genehmigt
  - Baumaßnahmen sind verpflichtend durchzuführen
- NAP:
  - Regionalszenario wird veröffentlicht
  - Regionalszenario wird zwischen den VNB und mit dem ÜNB abgestimmt
  - Stake- (bspw. HS-Kunden) und Shareholder (bspw. Landesregierungen) können sich äußern
  - Regionalszenario ist nicht genehmigungspflichtig durch die BNetzA
  - NAP sind nicht genehmigungspflichtig durch die BNetzA
  - Baumaßnahmen sind nicht genehmigungspflichtig durch die BNetzA

### 2.3 Disclaimer

Im Regionalszenario ermitteln die VNB die Rahmenbedingungen, nach denen sich die Last- und Erzeugungsszenarien entwickeln.

Im NAP werden, basierend auf diesen Szenarien, die Anforderungen an den Netzausbau beschrieben um die, in diesem Regionalszenario erstellten Szenarien, bedienen zu können.

Für eine szenarienbasierte Netzplanung bedarf es einer Festlegung, welches der möglichen Szenarien zur Anwendung kommen soll, da unterschiedliche Methoden bei gleichen Randbedingungen zu stark unterschiedlichen Szenarien führen können. Für die Umsetzung von auf Szenarien basierend geplanten Netzen bedarf es einer breiten Akzeptanz dieser neuen Vorgehensweise, da Netzbetreiber bislang nicht basierend auf Szenarien, sondern nachfragebasiert ihre Netze geplant und ausgebaut haben. Aus den im vorliegenden Dokument ermittelten Szenarien, welche die Basis der zu erstellenden NAP sind, lässt sich ein deutlicher Anstieg von Erzeugung und Verbrauch ableiten, welcher mit einem entsprechenden Netzausbaubedarf einhergehen wird. Auch hierfür ist eine breite Akzeptanz notwendig.

### 2.4 Kapitelfazit

Mit der Darstellung der gesetzlichen Randbedingungen sowie der Einordnung der Abhängigkeiten zwischen NEP und NAP ist der Rahmen geschaffen, um in die Herleitung des Regionalszenarios zu starten. Dies ist der Inhalt des folgenden Kapitels.

### 3 Grundlagen der Netzausbauplanung

Mit diesem Kapitel startet die Beschreibung des Regionalszenarios. Zuerst werden hier Annahmen zur Planung von elektrischen Netzen zusammengestellt. Es wird beschrieben, welche Einflussgrößen für die Erstellung eines NAP benötigt werden, um diese im nächsten Kapitel zu ermitteln.

#### 3.1 Allgemeine Grundlagen

Grundsätzlich existieren im Bereich der Energieversorgung eine vielfältige Anzahl von Normen (VDE-AR-N 41XX, DIN EN 50160, VDE 100, ...), Regeln und Gesetzen (EnWG, KraftNAV, ...), nach denen Energieversorgungsnetze zu bauen, zu betreiben und zu erhalten sind. Die daraus folgende Errichtung der unterschiedlichen Netze der VNB ist weiter in den individuellen NAP spezifiziert. Alle VNB betreiben und errichten ihre Netze nach jeweils eigenen Grundsätzen, "welche sich unterhalb dieser Dachregelwerke einordnen" und die sie typischerweise in eigenen Regelungsdokumenten oder Grundsatzdokumenten zusammengestellt haben. Auch das Regulierungsregime führt mit seinem Fokus auf Kosteneffizienz zu einem begrenzten Entscheidungsspielraum, da weit über anerkannte Regeln der Technik hinausgehende Entscheidungen zu einem Effizienzverlust im Sinne der Anreizregulierung führen werden. Enthalten sind hier beispielsweise Auslegungsregeln, Bemessungsregeln oder Planungskriterien. Einige der gemeinsamen Anforderungen sollen hier dargestellt werden.

#### 3.2 Netzauslegungsrelevante Fälle

Verteilnetze werden so ausgelegt, dass das Netz im höchsten Belastungsfall (dies kann je nach Netz eine Last- oder Einspeisesituation sein) noch das im Unterkapitel 3.3 beschriebenen n-1-Kriterium einhalten kann. Diese auslegungsrelevanten Fälle können zu meist bei einem Zeitpunkt mit besonders hoher Einspeisung bei gleichzeitig geringer Netzlast oder bei sehr geringer Einspeisung mit besonders hoher Netzlast auftreten. Auch andere Variationen sind je nach lokalen Gegebenheiten und Kundenstrukturen möglich, hier gibt es regionale Unterschiede.

#### 3.3 Anwendung des n-1-Kriteriums

Das n-1-Kriterium bedeutet, dass im Normalbetrieb des Netzes in jeder möglichen Last- bzw. Einspeisesituation der Ausfall einer beliebigen Betriebsmittelkette (beispielsweise: Transformator, Leitung, Sammelschiene, ...) nicht zu einer Versorgungsunterbrechung führt.

Da im Normalbetrieb von Hochspannungsnetzen einerseits durchgehend mit Abschaltungen von Betriebsmitteln gerechnet werden muss und andererseits bei Ausfällen eine

große Anzahl von Bezugskunden betroffen sein kann, werden Netze diesem Umstand entsprechend ausgelegt. Das potenzielle Schadensrisiko bei längerfristigen, aber auch bei kurzen Versorgungsunterbrechungen, beispielweise von Industrieunternehmen, kann eine über das n-1-Kriterium hinausgehende Auslegung notwendig machen.

In der Umspannung zur Mittelspannung, den Umspannwerken, ist die Menge an betroffenen Kunden erheblich geringer. Dennoch ist auch hier die Anzahl der potenziell betroffenen Bezugskunden noch derart hoch, dass ein längerfristiger Ausfall zu Schäden mit einem großen Ausmaß führen kann. Daher werden bei allen VNB der Planungsregion Nord die Umspannwerke n-1-sicher geplant – nach Ausfall einer Betriebsmittelkette wird auf die parallele Kette umgeschaltet.

Die Mittelspannungsnetze werden daher durchgehend n-1-sicher ausgelegt, wobei ein Ausfall in den angeschlossenen Mittelspannungsringen durch Schaltungen behoben werden muss.

Erzeugungsanlagen werden in der Regel nicht n-1-sicher im Netz integriert. Bei Umspannwerken mit gemischten Kunden (Erzeugung und Verbrauch) profitieren aber auch Erzeugungsanlagen von der n-1-sicheren Anbindung der Kunden im Umspannwerk – also der Umschaltbarkeit von Transformatoren.

### 3.4 Beschreibung der Höchstlastwerte

In diesem Regionalszenario werden alle Bezugsleistungen als 15-min-Mittelwert beschrieben. Die Erzeugungsleistung wird als installierte Leistung angenommen.

### 3.5 Höchstlastbeitrag

Das Verhalten von einzelnen Kunden wird über Lastprofile abgebildet.

In der Vergangenheit sind mit wissenschaftlichen Methoden Standardlastprofile (SLP) für verschiedene Kundengruppen erstellt worden, mit denen sich ein entsprechender Lastverlauf auf Basis der bezogenen Energiemenge erstellen lässt. Aufgrund von Kunden, die diesen bekannten Mechanismen und zeitlichen Abhängigkeiten nicht mehr folgen und zu anderen Zeitpunkten als bisher gewohnt ihren größten Leistungsbezug oder ihre höchste Einspeisung haben, müssen diese zum auslegungsrelevanten Zeitpunkt entsprechend ihrer dortigen Wirkung berücksichtigt werden.

Beiträge von punktuellen großen Erzeugungsanlagen zum auslegungsrelevanten Netzzeitpunkt werden nicht ermittelt.

Nach der Bildung der Höchstlastbeiträge liegt das Verhalten eines Einzelkunden zum netzauslegungsrelevanten Fall (Zeitpunkt) vor.

### 3.6 Gleichzeitigkeitsfaktoren

Im Regelfall stehen den VNB aus den unterlagerten Spannungsebenen keine Informationen zum zeitlichen Verlauf der Kunden- und Anlagenspezifischen Ein- und Ausspeisungen vor, da z.B. im gesamten Haushaltsbereich nur Energiemengen gezählt und abgerechnet werden.

Um die Netzbelastung durch, sowohl Erzeugung als auch Verbrauch, mehrere Kunden bestimmen zu können, werden daher Gleichzeitigkeitsfaktoren verwendet.

Ein Gleichzeitigkeitsfaktor wird auf die maximalen Leistungen einer bestimmten Anzahl von Kunden angewendet, um deren zeitgleiche maximale Erzeugung/Verbrauch zu bestimmen.

Berechnet werden solche Faktoren über die Bestimmung der zeitgleichen maximalen Erzeugung/Verbrauch, die anschließend durch die Anzahl der betrachteten Kunden geteilt wird.

Gleichzeitigkeitsfaktoren werden auch für Erzeugungsanlagen angenommen. Hierbei muss unterschieden werden in:

- a) Gleichzeitigkeiten von gleichen Primärenergietypen (z.B. alle Windkraft in SH)
- b) Gleichzeitigkeiten zwischen unterschiedlichen Primärenergietypen (z.B. alle Windkraft vs. alle PV in SH)

Nach der Bildung der Gleichzeitigkeitsfaktoren liegt das Verhalten eines Kundenkollektivs zum netzauslegungsrelevanten Fall (Zeitpunkt) vor.

### 3.7 Unterschied zwischen installierter Leistung und auslegungsrelevanter Leistung

Für die Netzplanung ist es wichtig, die auslegungsrelevanten Fälle zu berücksichtigen und für diese Fälle die korrekten Eingangsparameter bereitzustellen. Es ist daher notwendig, für alle Szenarien klar zu beschreiben, was diese Szenarien darstellen. Anhand eines Beispiels soll dies verdeutlicht werden:

In der Netzplanung ist es notwendig, Photovoltaikanlagen korrekt abzubilden. Im ersten Schritt muss die Entwicklung dieser Anlagen abgeschätzt werden (installierte Leistung in [MVA]). Die installierte Leistung wird aber nicht zu allen Zeitpunkten gleichzeitig in das Netz gespeist.

Um die auslegungsrelevante Leistung zu bestimmen, müssen folgende Punkte näher betrachtet werden:

- a) Nachts wird von der installierten Leistung keine Leistung eingespeist und muss daher nicht in der Netzplanung berücksichtigt werden.

- b) In Netzen mit hoher PV-Durchdringung muss davon ausgegangen werden, dass die installierten Leistungen um die Mittagszeit, je nach Jahreszeit, vollständig eingespeist werden. Die Netzbetreiber legen hierfür eine jahreszeitlich anteilige Leistung von der installierten Leistung fest.
- c) In Netzen mit einer Last, die die installierte PV-Leistung überschreitet, wird geprüft, inwiefern sich mit dem Vorgehen nach b) eventuelle Maßnahmen vermeiden lassen.

Insgesamt bleibt festzustellen, dass die in diesem Regionalszenario ermittelten Leistungen von erneuerbaren Energien sogenannte installierte Leistungen darstellen, dessen Summe aufgrund des zeitlichen Verhaltens nicht der Erzeugungslast im Netz entspricht. Dies gilt analog für die Lastsektoren Industrie, GHD, Haushalte, Verkehr und Wärme, bei denen die addierten installierten Nennleistungen nicht genutzt werden, sondern der zeitliche Verlauf berücksichtigt werden muss. Die tatsächliche Höchstlast im Netz dürfte deutlich geringer ausfallen. Durch die Nutzung von Gleichzeitigkeitsfaktoren wird ein mögliches Überbauen der Netze vermieden, sodass diese auch an den tatsächlichen Bedarf angepasst sind.

### 3.8 Blindleistungsmanagement

Im Zuge des Wegfalls von immer mehr rotierenden Massen im gesamten Energiesystem mit einem damit verbundenen Schwenk auf erneuerbare Energieträger, gewinnt das Thema Spannungshaltung einen immer größeren Stellenwert. Zukünftig werden, im Gegensatz zum heutigen System, in dem noch eine große Zahl an konventionellen Kraftwerken die Spannungshaltung übernimmt, viele kleinere Blindleistungseinspeiser für ein stabiles System sorgen müssen.

Eine Aussage darüber, wie viel Blindleistung die VNB für den eigenen Netzbetrieb benötigen, beziehungsweise wie sich dieser Bedarf aus Sicht der ÜNB ändern wird, ist im NAP dargestellt.

### 3.9 System- und Flexibilitätsdienstleistungen

Insbesondere in den Mittel- und Niederspannungsnetzen kann es sinnvoll sein, Flexibilitäten zu nutzen, um Leistungsspitzen abzufedern und so einen daraus resultierenden übermäßigen Netzausbau zu vermeiden. Netzdienliche Flexibilitäten werden nur im Einzelfall in der Netzplanung eingesetzt, jedoch werden sie voraussichtlich in einem zukünftigen Energiesystem einen wichtigen Planungsgrundsatz darstellen.



### 3.10 NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip beschreibt eine Vorgehensweise, die für einen optimalen und bedarfsgerechten Netzausbau steht. Die Aspekte Optimierung und Verstärkung haben damit einen Vorrang vor dem eigentlichen Netzausbau eingeräumt bekommen, um die Kosten des Netzbetriebs und den des Netzausbaus möglichst gering zu halten.

Während in der Vergangenheit öfter die Optionen der Netzoptimierungen genutzt werden konnten, bedarf es zusätzlich neben Optimierung und Verstärkung des Netzes für die Erreichung der Energiewendeziele in der Zukunft vor allem eines Netzausbaus.

### 3.11 Kapitelfazit

Das vorangegangene Kapitel soll verdeutlichen, welche Eingangswerte für die Netzplanung berücksichtigt werden und welchen zeitlichen Verlauf diese aufweisen müssen, um eine Netzplanung anhand von auslegungsrelevanten Fällen durchführen zu können.

Im folgenden Kapitel werden die Berechnungen der konkreten Werte, die für die Netzplanung benötigt werden, näher erläutert und die Ergebnisse dargestellt.

## 4 Einflussgrößen auf die Netzaufgaben

Das folgende Kapitel beschreibt die Ermittlung der Leistungswerte für alle zu betrachtenden Einspeiser und Lasten unter Berücksichtigung der netzauslegungsrelevanten Zeitpunkte.

### 4.1 Betrachtungshorizont und Stützjahr

Das EnWG besagt in §14d, dass für die Erstellung des Regionalszenarios die klima- und energiepolitischen Ziele bis zum Jahr 2045 berücksichtigt werden müssen. Zudem soll der Entwicklungspfad bis zum Jahr 2045 anhand der wahrscheinlichsten Entwicklung der Verteilnetze unter Berücksichtigung der Stützjahre 2028 und 2033 beschrieben werden.

Im Folgenden soll für die langfristige Betrachtung der Begriff „Szenario“ genutzt werden, für kurzfristige Betrachtungen der Begriff „Prognose“.

Die verschiedenen Etappenziele der Bundes- und Landesregierung sind in diesem Fall als Zielwerte in dieses Regionalszenario eingeflossen, wobei die aggregierten Werte der verschiedenen VNB der Planungsregion Nord im Detail abweichen können. Die folgenden Kennzahlen des Langfristziels der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 sind mit einer hohen Unschärfe behaftet, da dieser Zeitraum von den VNB als nicht mehr prognostizierbar eingestuft wird.

Bei der Ermittlung der Lastwerte werden die Wetterdaten des Extremjahres 2012 berücksichtigt.

### 4.2 Regionale Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch

Die regionale Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch wird getrennt durchgeführt. Der Verbrauch wird bei den verschiedenen VNB im Detail analysiert, wobei jeweils Grundaspekte wie Bevölkerungsdichte und -entwicklung, Tourismuszahlen, Gebäude und Ladeinfrastruktur berücksichtigt werden. Die Erzeugung wird anhand der bisherigen Entwicklung, Anfragen und Potenzialanalysen der jeweiligen Energieerzeuger verortet.

### 4.3 Ermittlung des Hochlaufes

In den folgenden Kapiteln wird es notwendig, einen zeitlichen Verlauf des Hochlaufes zu ermitteln. Die hierzu angewandte Methode soll möglichst für alle betrachteten Bereiche gleichartig angewendet werden können.

Aus diesem Grunde hat sich die Planungsregion Nord für die ausschließliche Nutzung einer Sigmoidfunktion entschieden. Gründe hierfür waren:

- dass die Kurve durch einen klar definierten Startpunkt (das zurückliegende Kalenderjahr für EEG-Leistungen und das Jahr 2018 für Lasten) für alle VNB beschreibbar war,
- sich die VNB für die methodische Bestimmung eines theoretischen Maximums einigen konnten und
- durch die gemeinsam vereinbarten Zeitpunkte des Erreichens des theoretischen Maximums ebenfalls gleiche Randbedingungen geschaffen werden konnten.

Somit war es für jeden VNB möglich, basierend auf den drei oben genannten Punkten eine VNB-spezifische Hochlaufkurve für jeden nachfolgenden Anwendungsfall zu erstellen. Aus dieser ermittelten Hochlaufkurve konnten dann alle benötigten Werte der Stützjahre 2027, 2033 und des Langfristzieljahres 2045 abgelesen werden. Die nachstehende Abbildung 1 soll die verwendete Funktion verdeutlichen. Die Grafik zeigt einen beispielhaften Hochlauf ohne reale Grundlage.

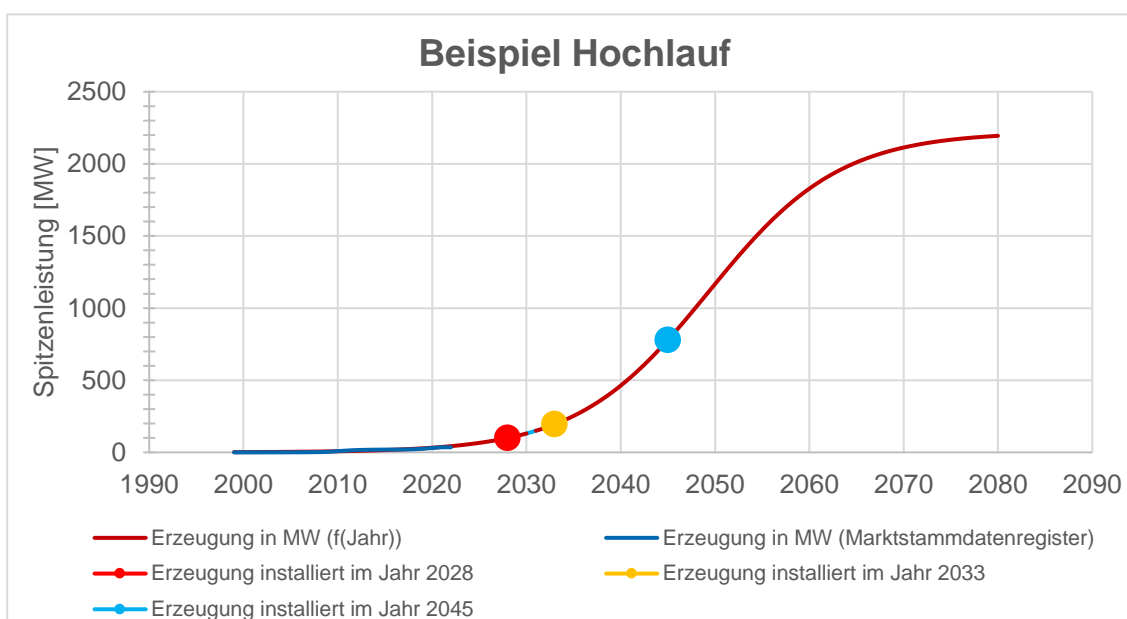


Abbildung 1: Beispielhafte Sigmoidfunktion

## 4.4 Entwicklung der regenerativen Erzeugung

Das politische Langfristziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 erfordert einen starken und gezielten Ausbau der regenerativen Energieerzeugung. Die folgenden Entwicklungen der regenerativen Erzeugung orientieren sich vorrangig an den politischen Zielen der schleswig-holsteinischen Landesregierung zum Jahresanfang 2023, welche größtenteils weitergehende Ziele als die der Bundespolitik verfolgt. Der Koalitionsvertrag der

Bundesregierung selbst zielt auf einen 80% Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 und einen nahezu vollständigen Anteil am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2035 ab.

Schleswig-Holstein erfüllt diese Ziele bereits heute und produziert bilanziell mehr Strom aus erneuerbaren Energien als es selbst verbraucht. Der Koalitionsvertrag der Landesregierung sieht eine Verankerung im Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz (EWKG) in Schleswig-Holstein vor, um eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an Land von mindestens 40-45 Terrawattstunden (TWh) bis zum Jahr 2030 als Zwischenziel zu erzeugen um das erste klimaneutrale Industrieland bis zum Jahr 2040 zu werden. Die erneuerbaren Energien Schleswig-Holsteins zur Stromerzeugung gliedern sich in die Haupterzeuger Photovoltaik, Biomasse, Onshore- und Offshore-Windenergie auf, wobei die Offshore-Windanlagen im Netzbereich der ÜNB liegen und somit nicht Gegenstand der Untersuchung für die VNB der Planungsregion Nord sind.

### 4.4.1 Entwicklung der Windenergie an Land

Der Koalitionsvertrag der schleswig-holsteinischen Landesregierung aus dem Jahr 2022 sieht einen konkreten Ausbau der installierten Windkraftleistung an Land auf 15 Gigawatt (GW) vor, um eine jährliche Energiezeugung von 30-35 TWh bis zum Jahr 2030 zu sichern. Zur Erfüllung dieses Bestrebens ist eine Erweiterung der bisherigen Windvorrangflächen und ein effektiveres Nutzen der bereits existierenden Flächen in der Planung. Neben weiteren Windvorrangflächen ist ebenfalls ein Zuwachs der installierten Windkraft an Land durch Repowering-Maßnahmen zu erwarten.

Folgende Methodik in Abbildung 2 ist für die Bestimmung der Leistung aus Onshore-Windkraftanlagen vorgesehen.

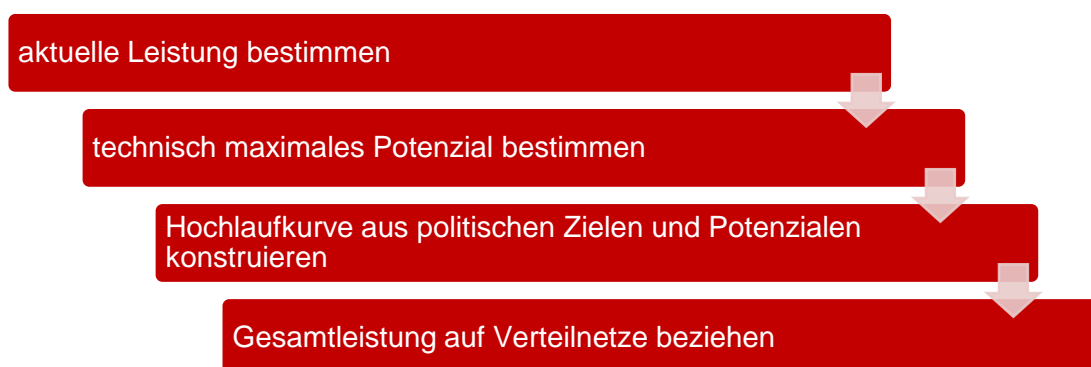


Abbildung 2: Bestimmung des Leistungspotenzials der Onshore-Windkraft

Der Hochlauf der installierten Leistung von Windkraftanlagen an Land wird mittels eines Umrechnungsfaktors über die Fläche der bereits ausgewiesenen Windvorrangflächen ermittelt. Die zusätzlichen Windvorrangflächen in Schleswig-Holstein sind noch nicht

durch die Politik veröffentlicht und wurden deswegen durch die VNB anhand von bekannten Standortkriterien und den zuvor verworfenen Flächen der Landesregierung prognostiziert. Des Weiteren ist eine vollständige Bebauung der Gesamtfläche und eine Steigerung der Leistung durch Repowering über die nächsten Jahre angenommen. Die genaue Methodik in der lokalen Zuordnung des Leistungszuwachses wird durch jeden VNB selbst bestimmt. Die weitere Ausweisung an Windvorrangflächen bis zum Langfristszenario 2045 ist schwierig abzuschätzen, daher wird das ermittelte Maximum an installierter Leistung der Onshore-Windkraft auf eine Fläche von 3% begrenzt. In Abbildung 3 ist der Hochlauf illustriert, welcher auf den Zahlen aus Tabelle 1 basiert.

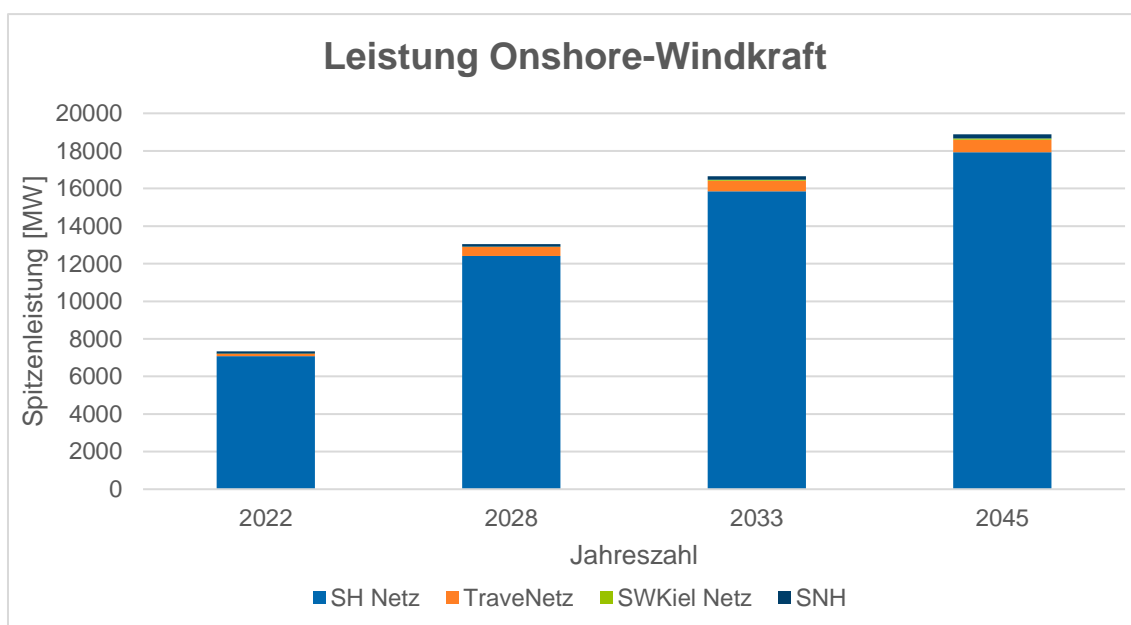


Abbildung 3: Aufteilung der installierten Leistung von Onshore-Windkraft

Tabelle 1: Entwicklung der installierten Leistung von Onshore-Windkraft

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	SNH
2022	7.089 MW	127 MW	5 MW	120 MW
2028	12.414 MW	475 MW	15 MW	143 MW
2033	15.855 MW	568 MW	40 MW	183 MW
2045	17.929 MW	671 MW	60 MW	220 MW

#### 4.4.2 Entwicklung der PV-Freiflächen

Die in Schleswig-Holstein angestrebte Energieerzeugung an Land von 40-45 TWh bis zum Jahr 2030 wird durch das politische Ziel von 15 GW installierter Windkraft an Land

mit 30-35 TWh bereits zu einem großen Teil gedeckt. Aufgrund der beiden Haupterzeuger im Norden, Wind- und Solarkraft, werden die verbleibenden 15 TWh der Solarerzeugung zugeordnet. Der Netzbetreiber legt sein Netz jedoch nicht nach Energiemengen, sondern nach den auftretenden Leistungen aus, somit wird die ungefähr benötigte installierte Leistung durch Umrechnung mittels Vollaststunden ermittelt. Insgesamt müssen ca. 15 GW an PV-Leistung installiert sein, um die benötigten 15 TWh zu erzeugen.

Verschiedene Studien der VNB analysieren die Qualität der verfügbaren Flächen, indem die Nähe zu bestehender Infrastruktur wie Stromtrassen, Autobahnen oder Eisenbahnstrecken als wahrscheinliche Standorte klassifiziert werden. Naturschutzgebiete und andere Ausschlusskriterien grenzen die Auswahl an Potenzialflächen ebenfalls ein. Die Anmeldesituation ergibt jedoch ein anderes Bild, da PV-Anfragen gehäuft in zufälligen Gebieten auftreten. Nach aktuellem Stand ist eine Prognose anhand der zuvor kategorisierten Flächen nicht darstellbar. Die Verortung der 15 GW bis zum Jahr 2030 wurde dadurch erleichtert, dass die aktuelle Anfrageleistung an Freiflächen-PV diese 15 GW bereits übertrifft und somit geographisch den passenden Umspannwerken zugeteilt werden kann.

Die Planungsregion Nord geht von einer maximalen Nutzung der technisch und wirtschaftlich nutzbaren Flächen als Höchstwert aus, um den Hochlauf durch die vorgestellte Wachstumsfunktion zu modellieren.

Die prognostizierten Leistungszuwächse orientieren sich an den politischen Vorgaben und den in den Flächennutzungsplänen ausgewiesenen Flächen, sowie konkreten Anfragen.

Die verwendete Methode wird durch die Schrittkette in Abbildung 4 beschrieben. Der resultierende Hochlauf ist in der Abbildung 5 abgebildet, welcher auf Tabelle 2 basiert. Potenzielle Speicher an PV-Flächen werden nicht betrachtet, da in dieser Betrachtung nur die Spitzeneinspeisung abgebildet werden soll, Speicher aber zu einer Reduzierung der Einspeiseleistung führen würden.

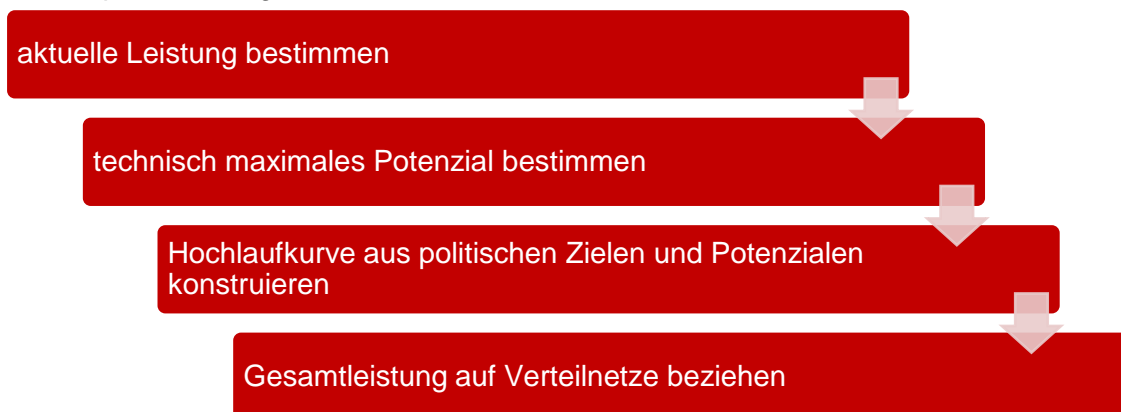


Abbildung 4: Bestimmung des Leistungspotenzials der PV-Freiflächen

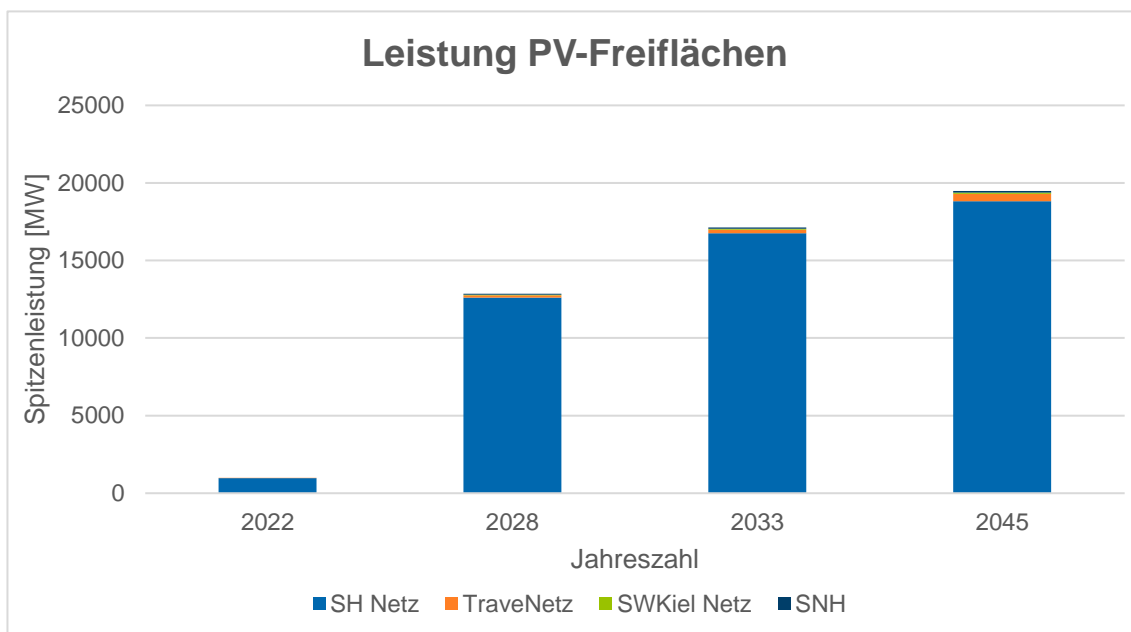


Abbildung 5: Aufteilung der installierten Leistung von PV-Freiflächen

Tabelle 2: Entwicklung der installierten Leistung von PV-Freiflächen

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	SNH
2022	977 MW	3 MW	0 MW	0 MW
2028	12.614 MW	131 MW	54 MW	65 MW
2033	16.762 MW	220 MW	74 MW	79 MW
2045	18.829 MW	464 MW	94 MW	90 MW

### 4.4.3 Entwicklung der PV-Dachanlagen

Ab dem Jahr 2025 besteht in Schleswig-Holstein eine Solarpflicht für alle Dächer von Neubauten. Zudem sollen Flächen von Fassaden, Parkplätzen und öffentlichen Gebäuden für die Energieerzeugung durch PV genutzt werden. Eine weitere Steigerung wird durch die Ermöglichung der Verpachtung der privaten Dachfläche projiziert. Ein vergleichbares Vorgehen ist für Hamburg zu erwarten. Auch hier werden bei Sanierungen und Neubaumaßnahmen PV-Installationen auf Dachflächen angenommen.

Die Ermittlung des Hochlaufs der Leistung von PV-Dachanlagen geschieht anhand der bisher installierten Leistung, der Ausbaugeschwindigkeit der vergangenen Jahre und

dem Ergebnis der Dachflächen-Potentialanalyse, welche das technische Maximum ermittelt. Dies ist in Abbildung 6 skizziert.

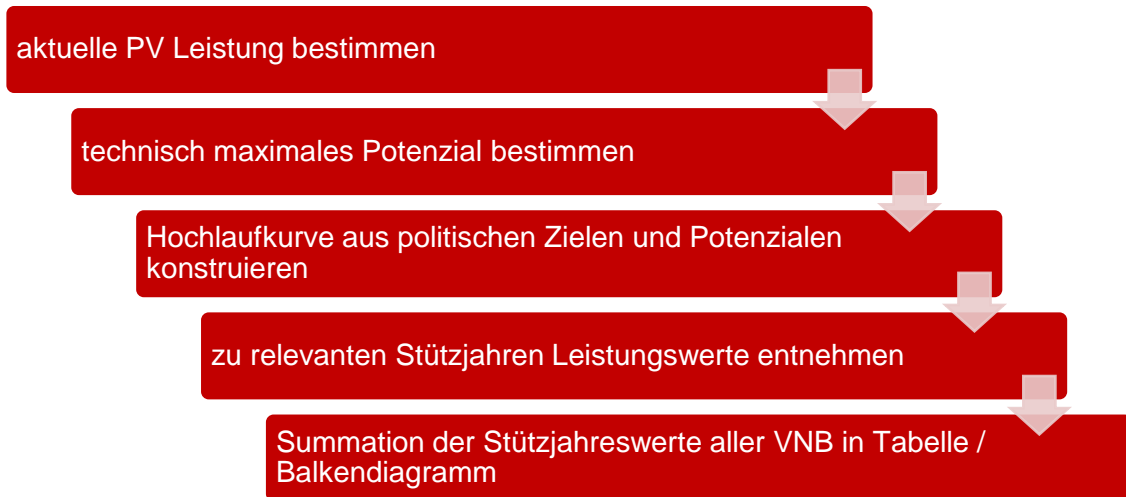


Abbildung 6: Bestimmung des Leistungspotenzials der PV-Dachanlagen

Diese Analyse bietet einen Flächenwert für geeignete und bedingt geeignete Dachflächen und ermittelt durch Modulleistung und Wirkungsgrad ein technisches Maximum an installierter Leistung. Die Dachfläche und der daraus ermittelte Potenzialwert wurde in der zugrundeliegenden Studie für Schleswig-Holstein durch ein 3D-Gebäudemodell (LoD2) errechnet. Dieser Potenzialwert übersteigt deutlich den des Szenariorahmens der ÜNB im NEP. Dieser Wert wird als Grenzwert der Wachstumsfunktion genutzt, wobei die VNB individuell in ihrem Netzgebiet die benötigten Zwischenwerte ergänzen.

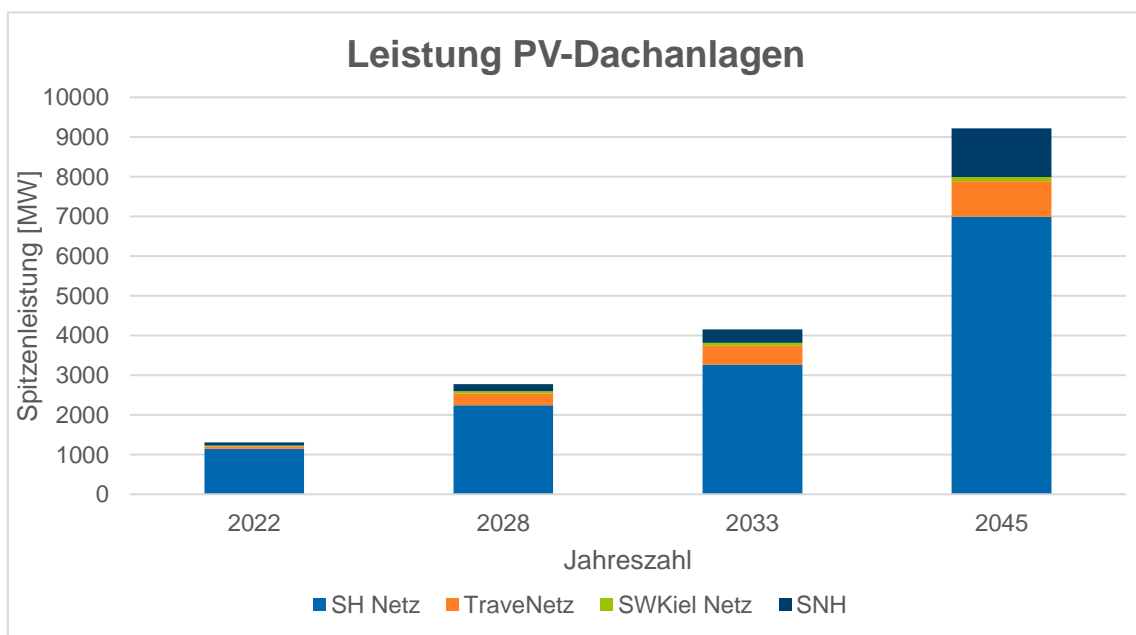


Abbildung 7: Aufteilung der installierten Leistung von PV-Dachanlagen



Tabelle 3: Entwicklung der installierten Leistung von PV-Dachanlagen

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	SNH
2022	1.150 MW	50 MW	30 MW	80 MW
2028	2.246 MW	298 MW	50 MW	178 MW
2033	3.271 MW	476 MW	67 MW	341 MW
2045	6.992 MW	897 MW	101 MW	1.227 MW

Die Stützjahre 2028, 2033 und das Langfristzieljahr 2045 werden aus der erzeugten Funktion extrahiert und in der Tabelle 3 wiedergegeben und der Hochlauf mittels Abbildung 7 visualisiert.

### 4.4.4 Entwicklung sonstiger regenerativer Erzeugung

Weitere regenerative Erzeugungsquellen, wie Bioenergie, Wasserkraft, Offshore-Windkraft und Geothermie, werden für die Planung des Netzausbaus der Planungsregion Nord aus den nun aufgeführten Gründen nicht berücksichtigt. Der Bund und das Land sehen eine neue Zukunft für die Bioenergie, wobei diese aus Reststoffen und Gülle erzeugt werden soll. Nichtsdestotrotz prognostizieren die VNB der Planungsregion, sowie die ÜNB im NEP, einen Rückgang der Erzeugungsleistung durch Biomasse. Diese Prognose basiert auf dem Auslaufen der EEG-Förderungen und auf der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse. Wasserkraft, in Form von Laufwasser und Speicherwasser, werden weder im Landeskoalitionsvertrag noch bei den VNB im Norden berücksichtigt. Offshore-Windkraft spielt für den Norden eine große Rolle, jedoch werden diese direkt an das Höchstspannungsnetz des ÜNB angeschlossen und daraus folgend entsteht kein Bedarf an Ausbau im Verteilnetz. Der Koalitionsvertrag der schleswig-holsteinischen Landesregierung will das Potenzial für Geothermie stärker nutzen, indem zum Beispiel finanzielle Risiken für Probebohrungen reduziert werden und der Austausch zwischen Wissenschaft und Wirtschaft gestärkt wird. Eine Prognose für den Netzausbau anhand dieser noch nicht konkret definierten Weiterentwicklung des Sektors erweist sich als schwierig. Änderungen im Bereich der Biomasse und anderen potenziellen Quellen regenerativer Energie werden berücksichtigt, sobald sich ein neuer Trend prognostizieren lässt.

### 4.5 Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Haushalte

Der Haushaltssektor weist in den vergangenen Jahren auf den einzelnen Haushalt bezogen eine Stagnation, bzw. einen Rückgang der elektrischen Energiebedarfe auf, da durch technische Entwicklungen von energiesparenden Haushaltsgeräten und Leuchtmitteln wie Energiesparlampen, LED und politischen Entscheidungen auf europäischer Ebene, wie dem Verbot von Glühlampen, die Haushalte verstärkt umgerüstet haben. Langsam setzen hier Sättigungseffekte ein, so dass hier keine so großen Einspareffekte

wie in der Vergangenheit zu erwarten sind. Es ist vielmehr damit zu rechnen, dass durch die neueren Stromanwendungen wie Elektromobilität und Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen ein elektrischer Energiebedarf hinzukommt, der die bisherigen Energiebedarfe auf der Haushaltsebene deutlich übersteigt. Die Lasten im Bereich Verkehr und Wärmepumpen werden jedoch aufgrund ihrer hohen Relevanz nachfolgend gesondert in den Unterkapiteln 4.7 & 4.9 betrachtet.



Abbildung 8: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor Haushalte

In Abbildung 8 sollen die für die Abschätzung der Verbrauchsentwicklung gegangenen Schritte plakativ dargestellt werden. Der Spitzenwert der Haushaltsleistung wurde ermittelt, indem der Stromverbrauch der Haushalte aus dem Energieflussdiagramm über SLP in einen Lastgang mit 15-minütigen Werten transformiert worden ist.

Tabelle 4: Entwicklung der Last im Sektor Haushalte

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	SNH
2018	976 MW	98 MW	130 MW	591 MW
2028	983 MW	91 MW	131 MW	618 MW
2033	978 MW	89 MW	132 MW	624 MW
2045	951 MW	87 MW	133 MW	649 MW

Die VNB beziehen ihre Bevölkerungszahlen auf das Startjahr 2018 sowie auf die Stützjahre 2028, 2033 und das Langfristzieljahr 2045. Daraus resultieren die Ergebnisse in Tabelle 4.

## 4.6 Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung

Der Sektor GHD meint aus der Perspektive der Planungsregion eher kleinere bis mittlere Unternehmen. Dieser Sektor ist insbesondere mit der starken regionalen Verflechtung

und einer damit einhergehenden Abhängigkeit von der Bevölkerungsentwicklung korrelierend. Analog zu dem Unterkapitel des Sektors Haushalte wird die Entwicklung des Bedarfs an die Bevölkerungsentwicklung gekoppelt und mittels Energiemenge und SLP ermittelt. Die Prozessermittlung und die Ergebnisse sind in Abbildung 9 und Tabelle 5 zu sehen.

Auf der Ebene der GHD sind möglicherweise noch Einsparpotenziale vorhanden, vor allem in den Bereichen der Beleuchtung, Klimatisierung und Wärmeerzeugung.

Falls im Einzelfall energieintensive Kunden durch den Schwenk von fossilen Energieträgern hin zu elektrischen Anwendungen wechseln, ist davon auszugehen, dass die Kunden aus dem SLP GHD-Bereich in den Registrierenden Leistungsmessungen (RLM) GHD-Bereich wechseln und damit einzeln betrachtet werden.



Abbildung 9: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor GHD

Tabelle 5: Entwicklung der Last im Sektor GHD

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	SNH
2018	993 MW	79 MW	54 MW	206 MW
2028	1.000 MW	78 MW	54 MW	215 MW
2033	995 MW	76 MW	55 MW	217 MW
2045	967 MW	73 MW	55 MW	225 MW

## 4.7 Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Verkehr

Der Sektor Verkehr wird in der Planungsregion anhand der heutigen und zukünftigen Durchdringung der Elektro-Fahrzeuge (E-Fahrzeuge) je Netzgebiet eines beteiligten Netzbetreibers berechnet.

Jeder an der Planungsregion Nord beteiligte Netzbetreiber führt den folgenden Mechanismus mit den für sein Netzgebiet geltenden Parametern und Gegebenheiten durch.

Im ersten Schritt wird, wie in Abbildung 10 skizziert, die momentane Anzahl der E-Fahrzeuge und konventionellen Fahrzeuge bestimmt. Das sich daraus ergebene Verhältnis bildet den Startwert im Jahr 2022 der Hochlaufkurve für die Durchdringung der Elektromobilität. Der Endwert des Hochlaufs wird durch den erwarteten Ersatz der konventionellen Fahrzeuge durch E-Fahrzeuge bestimmt. Die beiden Werte werden abschließend durch eine natürliche Funktion zu einem kompletten Hochlauf in Einklang gebracht. Ebenso wurden die Ziele der Bundesregierung, sowie die Daten zur Entwicklung der Elektromobilität betrachtet, die durch die Nationale Leitstelle für Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt wurden.

Um die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Stromnetz zu bestimmen, werden die E-Fahrzeuge abschließend in eine Ladesäulenleistung mit einer gewissen Gleichzeitigkeit umgerechnet. Die Ergebnisse sind Tabelle 6 und Abbildung 11 zu entnehmen.

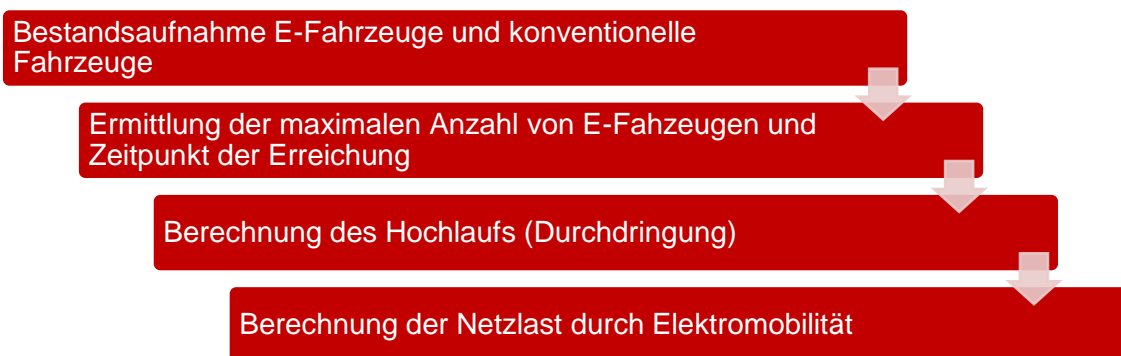


Abbildung 10: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor Verkehr

Weitere Ladesäulen-POI's, werden nicht durch die beschriebene Methode abgebildet. Die Einbindung solcher Anlagen erfolgt je beteiligten Netzbetreiber im Rahmen eines Großkunden.

Hierzu zählen:

- High-Power POI's
- Flottenladen
- Öffentlicher Nahverkehr (Bus und Bahn)
- Landstromanschlüsse

Tabelle 6: Entwicklung der Last im Sektor Verkehr

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	SNH
2022	31 MW	8 MW	5 MW	68 MW
2028	321 MW	90 MW	14 MW	160 MW
2033	773 MW	182 MW	34 MW	330 MW
2045	1.609 MW	270 MW	93 MW	813 MW

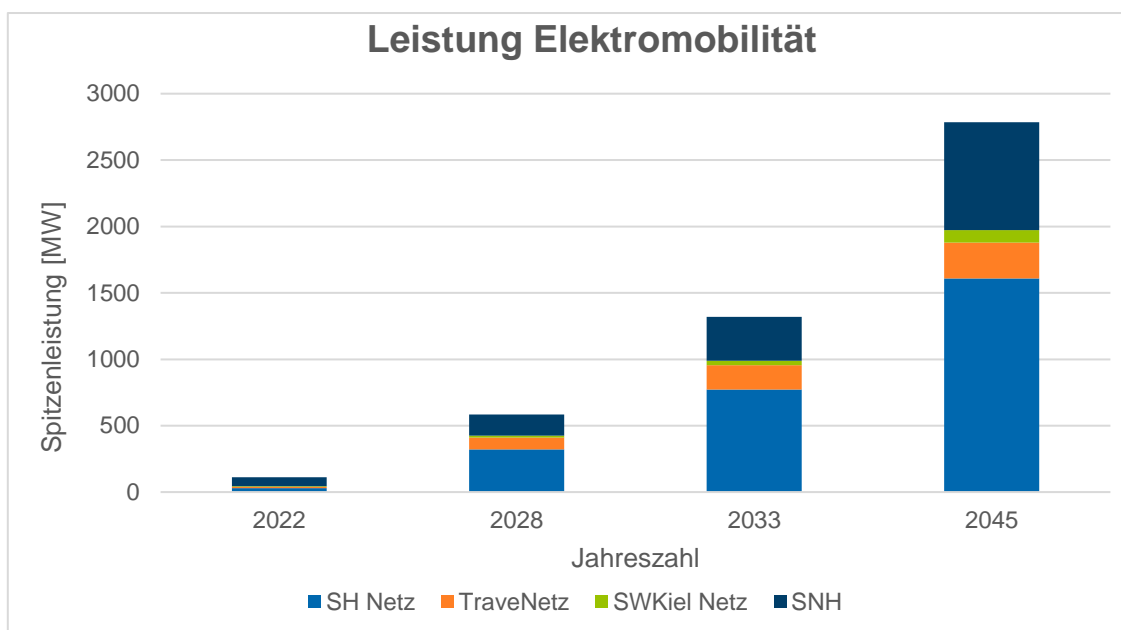


Abbildung 11: Aufteilung der Netzbelastung durch Elektromobilität

## 4.8 Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Industrie

Die Industrie als Oberbegriff für Waren produzierende Betriebe gehört mit zu den am schwierigsten vorherzusagenden Kundengruppen, da hinter den Entscheidungen hinsichtlich Prozessumstellungen und betriebswirtschaftlicher Entwicklung unternehmerische Einzelfallentscheidungen stecken, welche immer vom jeweiligen Produkt, dessen Stand im Markt, der Kundenstruktur, zukünftigen Produkten und vielen weiteren Aspekten abhängt, die sich in der Gesamtheit der Kenntnis eines Netzbetreibers entziehen. Daher auch hier die Entscheidung der Planungsregion Nord, wie bei größeren überregionalen GHD-Kunden, bezüglich der zukünftigen Lastentwicklungen keine eigenen Szenarien zu erstellen. Es werden hier vielmehr die wahrscheinlichen Entwicklungen durch vorliegende Kundenanfragen berücksichtigt, sobald diese eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit haben. Aufgrund der starken Auswirkungen von sehr großen Lastanfragen durch Industriekunden erscheint eine Berücksichtigung jeglicher Anfragen nicht angebracht, da diese zu einem übermäßig großen Netzausbau führen würden, wenngleich diese Projekte nicht realisiert werden.

Der Prozess zur Ermittlung des erwarteten Lastanstiegs ist in Abbildung 12 gegeben mit den erwarteten Werten der VNB in Tabelle 7.

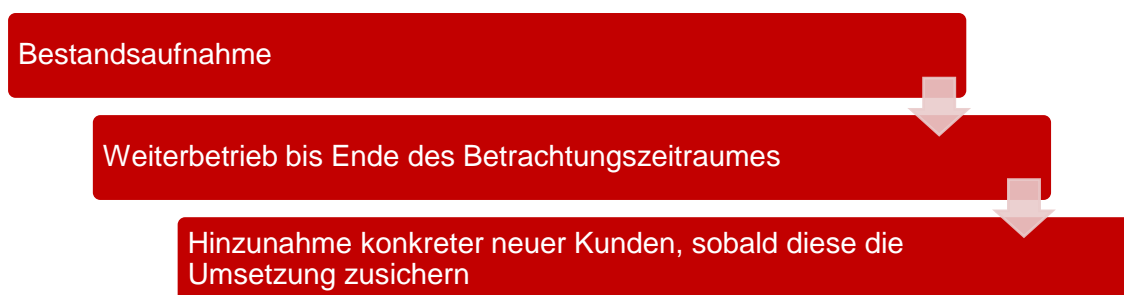


Abbildung 12: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor Industrie

Tabelle 7: Entwicklung der Last im Sektor Industrie

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	SNH
2018	295 MW	60 MW	36 MW	792 MW
2028	690 MW	65 MW	39 MW	1.263 MW
2033	950 MW	74 MW	43 MW	1.263 MW
2045	950 MW	89 MW	43 MW	1.263 MW

## 4.9 Entwicklung im Sektor Wärme

Die Entwicklung im Sektor Wärme wird einen großen Einfluss auf die Energiewende und damit auf die Gestaltung des Stromnetzes haben. Der durch die Dekarbonisierung avisierte Wechsel von fossilen auf erneuerbare Energieträger geht mit einer starken Erhöhung der Wärmeerzeugung durch Strom einher. Dieser Bedarf kann durch unterschiedliche Technologien erreicht werden, die in den folgenden Unterkapiteln einzeln betrachtet werden.

### 4.9.1 Allgemeine Verbrauchsentwicklung

Um einen auslegungsrelevanten Netzzustand zu ermitteln, wird basierend auf den letzten Wetterjahren der kälteste Winter gesucht. Dieser war im Wetterjahr 2012. Aus den dort aufgetretenen Temperaturen wird der Wärmebedarf, später der Energiebedarf, ermittelt.

Um einen aktuellen Spitzenlastwert zu erhalten, welche den Wettereinfluss beinhalten, wird der Maximalwert basierend auf historischen Höchstwerten skaliert. In Analogie zum Wetter wird ein zugehöriger Energiebedarf benötigt. Um diesen zu erhalten, wird der Lastgang vom Jahr 2012 gewählt, jedoch der Spitzenwert auf das Jahr 2018 skaliert, um die Entwicklung der vergangenen Jahre mit einzubeziehen.

### 4.9.2 Wärmepumpen für Haushalte

Die Planungsregion Nord trifft die Annahme, dass ein nicht unwesentlicher Anteil des Wärmeenergiebedarfs in Zukunft über Strom gedeckt wird. Um den Wärmeenergiebedarf und so die benötigte elektrische Energie und Leistung festzustellen, geht die Planungsregion Nord wie in Abbildung 13 beschrieben vor.

Im ersten Schritt wird die gesamte zu beheizende Fläche ermittelt. Aus dieser Fläche lässt sich die benötigte thermische Leistung ableiten. Unter Berücksichtigung der anderen Wärmeerzeuger wird die durch Wärmepumpen zu deckende Heizleistung festgestellt. Berücksichtigt werden dabei sowohl dezentrale Wärmepumpen (Haushaltswärmepumpen), als auch Großwärmepumpen zur Versorgung von Fern- und Nahwärmenetzen. Über den COP-Wert kann die thermische Leistung in eine elektrische Leistung überführt werden. Dieser ist bei den genannten Haushalts- und Großwärmepumpen anlagen-spezifisch zu wählen.

Um zu prognostizieren, wie sich der Leistungsbezug durch Wärmepumpen in den nächsten Jahren entwickelt, orientiert sich die Planungsregion an den aktuellen politischen Zielen (Wärmewende). Weitergehende regionale Ziele werden dabei ebenfalls berücksichtigt. Der Startwert des Hochlaufs ergibt sich aus den aktuell installierten Wärmepumpen und deren Leistungsbedarf. Der Hochlauf mit den zugrundeliegenden Werten aus Tabelle 8 ist in Abbildung 14 zu sehen.

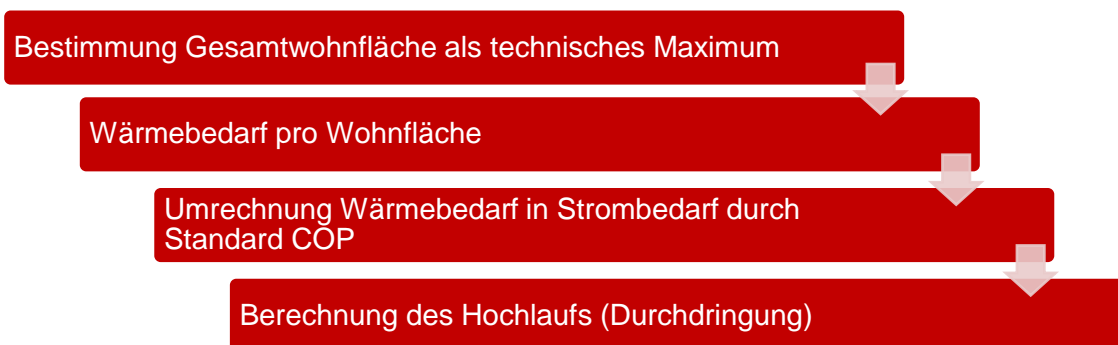


Abbildung 13: Prozessermittlung des Leistungsbedarfs der Wärmepumpen

Tabelle 8: Entwicklung der Last im Sektor Wärmepumpen

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	SNH
2022	39 MW	12 MW	4 MW	9 MW
2028	279 MW	228 MW	72 MW*	225 MW
2033	613 MW	283 MW	147 MW**	343 MW
2045	1.779 MW	352 MW	220 MW**	625 MW

\*inkl. Leistung für Großwärmepumpen von 50 MW / \*\*inkl. Leistung für Großwärmepumpen von 100 MW

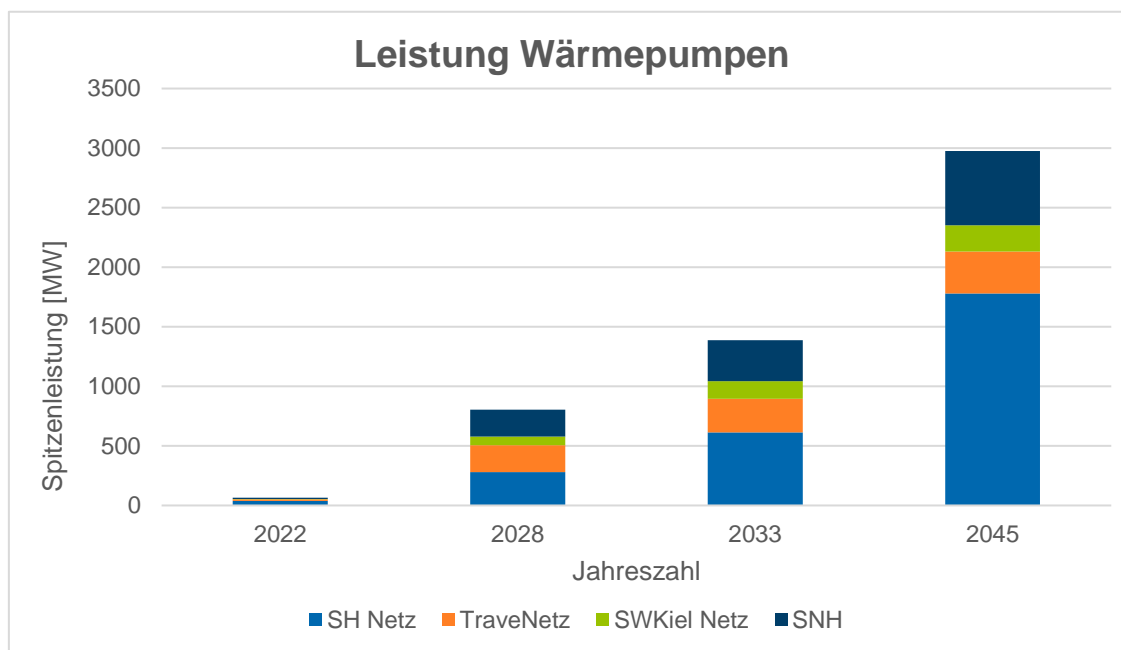


Abbildung 14: Aufteilung der Netzbelastung durch Wärmepumpen

### 4.9.3 Entwicklung sonstiger regenerativer Wärmeerzeugung

Die Entwicklung sonstiger Wärmeerzeuger, wie Pellet-, Hackschnitzel- und Holzheizungen, haben einen bisher aus Netzbetreibersicht nicht relevanten Anteil. Die Substitution von Erdgas durch Wasserstoff und Biogas in nennenswerten Größenordnungen wird für private Haushalte nicht angenommen, Einzelfallbetrachtungen für Nah- und Fernwärmenetze werden in den individuellen Regionen der VNB durchgeführt.

### 4.10 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen (Flexibilitäten)

Die große Anzahl an öffentlich diskutierten Flexibilitäten, welche insbesondere Lasten wie E-Mobilität und Wärmepumpen betrifft, ist den VNB der Planungsregion Nord präsent. Eine Abschätzung des dadurch ermöglichten Potentials in der Auslegung des Netzes ist zu dem jetzigen Zeitpunkt nicht möglich und wird daher in diesem Regionalszenario nicht angewendet. Im dem an das Regionalszenario folgenden NAP werden mögliche Nachfragesteuerungsmaßnahmen je nach VNB in der Netzplanung Berücksichtigung finden.



### 4.11 Kapitelfazit

In diesem Kapitel wurden alle allgemeinen Trends von Lasten und Einspeisern bewertet und ein für die Netzgestaltung notwendiger Höchstbeitrag ermittelt. Diese allgemeinen Trends decken allerdings noch nicht alle Einflüsse auf das Netz ab.

## 5 Spezielle Anschlussanträge

Mit diesem Kapitel werden die noch fehlenden Einflüsse auf die Netzgestaltung ermittelt umso das Verhalten der nicht allgemein abzubildenden Kunden darzustellen.

### 5.1 Punktuelle Großlasten

Nicht prognostiziert, beziehungsweise in Szenarien betrachten werden punktuelle Großlasten, wie zum Beispiel Rechenzentren, Elektrolyseure, Direct Air Capture und Sektorkopplung oder Elektrifizierung der Industrie.

Um diesen dennoch im Einzelfall Rechnung zu tragen, werden im konkreten Einzelfall vorliegende Anfragen in der Netzplanung berücksichtigt, indem sie in den auslegungsrelevanten Fällen die Leistungen der angemeldeten Größenordnung beziehen. Damit können auch diese heute bekannten Anlagen den Netzausbaubedarf entsprechend beeinflussen.

### 5.2 Punktuelle Großeinspeiser

Auch für punktuelle Großeinspeiser wird ähnlich wie bei den Großlasten vorgegangen. Auch diese können in Prognosen oder Szenarien schlecht vorhergesagt werden, und kommen daher erst dann in der Netzplanung vor, sobald eine konkrete Anmeldung vorliegt. Der benötigte Netzausbau durch punktuelle Großeinspeiser ergibt sich simultan zu dem der Großlasten, jedoch werden andere Berechnungen und Grenzwerte zugrunde gelegt.

### 5.3 Konventionelle Großkraftwerke

Neue Kraftwerksstandorte oder Dekarbonisierung von Kraftwerken sind punktuelle Großeinspeiser und damit nicht prognostizierbar, wenn keine konkrete Anfrage vorliegt.

### 5.4 Flexibilitäten durch Speicher

Das Themenfeld der Speicher kann in Haushaltsbatteriespeicher, sowie in Großbatteriespeicher aufgliedert werden. Der Zuwachs an Batteriespeichern, insbesondere der Großbatteriespeicher, ist schwierig zu prognostizieren und mit einer hohen Unschärfe behaftet – und wird daher in dieser Unterlage im konkreten Fall wie die Anlagen aus 5.1 und 5.2 betrachtet.

### 5.5 Höchstspannungsanlagen

Am Höchstspannungsnetz angeschlossene Anlagen finden im Regionalszenario keine Betrachtung. Es wird davon ausgegangen, dass diese im Höchstspannungsnetz rückwirkungsfrei auf die Anlagen des Hochspannungsnetzes betrieben werden können und so keine Auswirkungen auf die Netzgestaltung im Regionalszenario haben.

### 5.6 Systemdienstleistungen

Das Regionalszenario geht nicht auf durch Marktprozesse implementierte Inselbetriebsfähigkeit, Blindleistung, Kurzschlussstrom oder Schwarzstartfähigkeit und daraus abgeleitete Anforderungen ein.

### 5.7 Anforderungen bezüglich kritischer Infrastruktur

Anforderungen bezüglich kritischer Infrastruktur werden im Einzelfall durch die VNB berücksichtigt, können aber in der Regel nicht prognostiziert oder in Szenarien vorhergesagt werden – eine pauschale Berücksichtigung findet daher nicht statt.

### 5.8 Marktmodell

In der Planungsregion Nord kommen keine Marktmodelle zur Anwendung.

### 5.9 Kapitelfazit

Mit dem Verhalten der nicht allgemein abbildbaren Kunden liegt nun das Verhalten und die Leistungen aller in der Netzplanung zu berücksichtigenden Größen vor und können für die Erstellung des Netzausbauplanes genutzt werden.

## 6 Fazit und Ausblick

Mit dem Vorlegen dieses Regionalszenarios deutet sich bereits an, dass die elektrischen Leistungsanforderungen deutlich über die bisherigen Annahmen der VNB für die Planungszeiträume hinausgehen. Das Regionalszenario hat die Unterschiede zwischen den einzelnen VNB verdeutlicht, indem die Neudimensionierung des Netzes im ländlichen hauptsächlich durch den Anstieg der erneuerbaren Energien getrieben wird, wobei die Städte durch den Anstieg an Lasten durch die Elektrifizierung der verschiedenen Sektoren geprägt ist. Es erscheint daher sehr wahrscheinlich, dass der Ausbaubedarf und die hierfür notwendige Geschwindigkeit deutlich zunehmen wird, wobei eine enge und spannungsebenen übergreifende Zusammenarbeit aller Netzbetreiber vonnöten ist.

Wo dieser Netzausbaubedarf der VNB in der Örtlichkeit genau liegen wird, und wie groß dieser sein wird, ist Inhalt der jeweiligen NAP, welche 10 Monate nach dem Regionalszenario erscheinen werden. Dort werden Maßnahmen für die nächsten 5 und 10 Jahre beschrieben.

Nach dem erstmaligen Erstellen des Regionalszenarios im Jahr 2023 wird dieses in allen ungeraden Jahren in der Planungsregion Nord erstellt, welches die Grundlage für die darauf aufbauenden NAP darstellt. Diese Pläne werden von den einzelnen veröfentlichungspflichtigen VNB bis zum im EnWG 14 d) spezifizierten Datum publiziert.

Die folgenden konkreten Fristen sind zur Veröffentlichung gesetzt worden:

- Regionalszenario: 10 Monate vor dem Netzausbauplan (beginnend zum 30.06.2023)
- Netzausbauplan: bis 30. April jedes zweiten Jahres, beginnend zum 30.04.2024.

Die Informationen und Dokumente werden auf [www.vnbdigital.de](http://www.vnbdigital.de) veröffentlicht.

## 7 Literaturverzeichnis

In diesem Kapitel werden die den VNB der Planungsregion Nord bekannten Quellen, welche in die Erstellung des Szenarios mit eingeflossen sind, dargestellt.

Dies können Links sein, eigene Untersuchungen, Untersuchungen dritter oder Annahmen, die bislang in den Häusern getroffen worden sind.

- Bundesministerium der Justiz (2023), „*Erneuerbare-Energien-Gesetz §4 Ausbaupfad*“ [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_4.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html) (22.06.2023)
- Bundesnetzagentur (2023), „*Marktstammdatenregister*“, <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/> (22.06.2023)
- CDU Schleswig-Holstein, Bündis 90/Die Grünen Landesverband Schleswig-Holstein (2022), „*Ideen verbinden. Chancen nutzen. Schleswig-Holstein gestalten. Koalitionsvertrag 2022-2027*“, [https://sh-gruene.de/wp-content/uploads/2022/06/Koalitionsvertrag-2022-2027\\_.pdf](https://sh-gruene.de/wp-content/uploads/2022/06/Koalitionsvertrag-2022-2027_.pdf) (22.06.2023)
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2022), „*Gutachten Photovoltaik- und Solarthermie-Ausbau in Schleswig-Holstein*“, [https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/E/energiewende/Downloads/gutachtenPV\\_ST\\_Ausbau.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/E/energiewende/Downloads/gutachtenPV_ST_Ausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (22.06.2023)
- Land Schleswig-Holstein (2017), „*Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein (EWKG)*“, <https://www.gesetze-rechtsprechung.sh.juris.de/bssh/document/jlr-EWKSGSHV1P1> (22.06.2023)
- Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein (2022), „*Monitoringbericht Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein 2022 – Langfassung*“, [https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/themen/energie/energiewende/Daten/pdf/Monitoringbericht\\_lang.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/themen/energie/energiewende/Daten/pdf/Monitoringbericht_lang.pdf?__blob=publicationFile&v=3) (22.06.2023)
- Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein (2022), „*Energiebilanz und CO<sub>2</sub>-Bilanzen für Schleswig-Holstein 2018 – Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein*“, [https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/Sonderver%C3%B6ffentlichungen/Energie- und\\_CO2-Bilanz\\_Schleswig-Holstein/EB\\_CO2\\_SH\\_2018.pdf](https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/Sonderver%C3%B6ffentlichungen/Energie- und_CO2-Bilanz_Schleswig-Holstein/EB_CO2_SH_2018.pdf) (22.06.2023)
- Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V (2023), „*Branchenstudie 2023: Marktentwicklung – Prognose – Handlungsempfehlungen*“, [https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user\\_upload/waermepumpe/05\\_Presse/01\\_Pressemitteilungen/BWP\\_Branchenstudie\\_2023\\_DRUCK.pdf](https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/05_Presse/01_Pressemitteilungen/BWP_Branchenstudie_2023_DRUCK.pdf) (22.06.2023)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V (2019), „*Wie heizt Schleswig-Holstein?*“, [https://www.bdew.de/media/documents/BDEW\\_Heizungsmarkt\\_Regionalbericht\\_Schleswig-Holstein.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_Regionalbericht_Schleswig-Holstein.pdf) (22.06.2023)



- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2023), „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“, <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023> (22.06.2023)
- NOW GmbH, „StandortTOOL - Ladebedarfe bis 2030“, <https://www.standort-tool.de/strom/ladebedarfe/> (22.06.2023)
- Stadtwerke Kiel AG, „Erleben Sie E-Mobilität mit den Stadtwerken Kiel - Das Stromfahrerportal“, <https://www.stadtwerke-kiel.de/privatkunden/angebote-tarife/e-mobilitaet> (22.06.2023)
- Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2019), „Bevölkerungsentwicklung 2019 bis 2040 in Schleswig-Holstein“, [https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/Statistische\\_Berichte/bevoelkerung/A\\_I\\_8\\_j\\_SH/A\\_I\\_8\\_j19\\_SH.pdf](https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/Statistische_Berichte/bevoelkerung/A_I_8_j_SH/A_I_8_j19_SH.pdf) (22.06.2023)
- Schleswig-Holstein Netz AG, „Strukturdaten und netzrelevanten Daten“, <https://www.sh-netz.com/de/schleswig-holstein-netz/netzinformation/strom/strukturdaten.html> (22.06.2023)
- TraveNetz GmbH, „Netzdaten Strom“, <https://www.travenetz.de/ueber-uns/netzgebiet/netzdaten/#strom> (22.06.2023)
- Stromnetz Hamburg GmbH, „Pflichtveröffentlichungen“, <https://www.stromnetz-hamburg.de/ueber-uns/pflichtveroeffentlichungen> (22.06.2023)
- Stadtwerke Kiel Netz GmbH, „Strukturdaten Stromnetz“, <https://www.swkiel-netz.de/strom/kennzahlen/strukturdaten> (22.06.2023)

## 9 Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
COP	Coefficient of Performance
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GW	Gigawatt
HS	Hochspannung
MW	Megawatt
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
POI	point of interest
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende-Leistungsmessung
SH	Schleswig-Holstein
SLP	Standardlastprofil
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

## 10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispielhafte Sigmoidfunktion.....	14
Abbildung 2: Bestimmung des Leistungspotenzials der Onshore-Windkraft.....	15
Abbildung 3: Aufteilung der installierten Leistung von Onshore-Windkraft.....	16
Abbildung 4: Bestimmung des Leistungspotenzials der PV-Freiflächen.....	17
Abbildung 5: Aufteilung der installierten Leistung von PV-Freiflächen.....	18
Abbildung 6: Bestimmung des Leistungspotenzials der PV-Dachanlagen.....	19
Abbildung 7: Aufteilung der installierten Leistung von PV-Dachanlagen.....	19
Abbildung 8: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor Haushalte.....	21
Abbildung 9: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor GHD.....	22
Abbildung 10: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor Verkehr.....	23
Abbildung 11: Aufteilung der Netzbelastung durch Elektromobilität.....	24
Abbildung 12: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor Industrie.....	25
Abbildung 13: Prozess Ermittlung des Leistungsbedarf der Wärmepumpen.....	26
Abbildung 14: Aufteilung der Netzbelastung durch Wärmepumpen.....	27



## 11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Entwicklung der installierten Leistung von Onshore-Windkraft .....	16
Tabelle 2:	Entwicklung der installierten Leistung von PV-Freiflächen.....	18
Tabelle 3:	Entwicklung der installierten Leistung von PV-Dachanlagen .....	20
Tabelle 4:	Entwicklung der Last im Sektor Haushalte .....	21
Tabelle 5:	Entwicklung der Last im Sektor GHD.....	22
Tabelle 6:	Entwicklung der Last im Sektor Verkehr.....	23
Tabelle 7:	Entwicklung der Last im Sektor Industrie.....	25
Tabelle 8:	Entwicklung der Last im Sektor Wärmepumpen.....	26