

Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein Neue Leitungen für nachhaltigen Strom

Dokumentation durch die Netzbetreiber TenneT TSO GmbH (nachfolgend: TenneT – betr. 380-kV-Ebene) und E.ON Netz GmbH (110-kV-Ebene) in Zusammenarbeit mit dem Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein

Die nachfolgenden Ausführungen sind im Rahmen der Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein entstanden. Sie dienen dazu, die Bürgerinnen und Bürger in Schleswig-Holstein frühzeitig und umfassend über die bisherigen Überlegungen und Planungen zum Netzausbau in Schleswig-Holstein zu informieren.

Hinweis:

Diese Unterlage bezieht sich in der 380 KV-Trassenlinienführung zunächst nur auf die Westküstentrasse. Demgegenüber sind für die 380 KV-Ostküstentrasse erst mehrere Trassenkorridore grob identifiziert. Nach der Einzelbewertung dieser Korridore, wie in der Regionalkonferenz am 26.09.2011 in Eutin angekündigt, wird diese Unterlage um die Linienführung der 380 KV-Ostküstenleitung ergänzt und erneut in einer Regionalkonferenz in Plön besprochen.

1. Einleitung

1.1. Handlungsbedarf

Die Bundesrepublik Deutschland wird bis zum Jahr 2022 aus der Nutzung der Kernenergie aussteigen. Der Umbau der Stromversorgung hin zu Erneuerbaren Energien erfordert erhebliche Anstrengungen, um die elektrische Energie aus der Fläche in die zentralen Verbrauchsschwerpunkte zu transportieren.

Schleswig-Holstein nimmt mit seinen windreichen Küstenregionen einen besonderen Stellenwert beim Umbau der Energieversorgung in Deutschland ein. Die Landesregierung hat mit der Ausweisung von 1,5 Prozent der Landesfläche als Windeignungsfläche im Landesentwicklungsplan 2011 frühzeitig ein Signal gesetzt. Diese Zielgröße wird bis zum Frühjahr 2012 in die Regionalpläne eingearbeitet.

Für den Ausbau der Windenergie in Schleswig-Holstein ist der Ausbau des Stromnetzes zwingende Voraussetzung. Nur mit dem Ausbau der Stromleitungen an der West- und Ostküste und der Schaffung zusätzlicher Transportkapazitäten über die Elbe, zum Beispiel durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung zu den Verbrauchsschwerpunkten in Süddeutschland, wird die Energiewende gelingen.

Schon heute stehen viele Windenergieanlagen vor allem an der Westküste im sog. Einspeisemanagement. Das heißt, dass sie bei drohender Überlastung des Stromnetzes in ihrer Einspeisung eingeschränkt werden. Dieses Problem verschärft sich mit der Installation weiterer Windenergieanlagen; gelöst werden kann es nur mit dem Ausbau des Stromnetzes.

1.2. Netzentwicklungsinitiative

Im Herbst 2010 wurde die Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein ins Leben gerufen. Ziel der Initiative ist es, den Ausbau des Stromnetzes in Schleswig-Holstein zügig voran zu bringen, um die enormen Mengen Windenergie – 9.000 MW installierte Leistung sind bis 2015 allein an Land prognostiziert (siehe 2.1) – abtransportieren zu können.

An der Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein sind beteiligt: die Netzbetreiber TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission, E.ON Netz GmbH, Schleswig-Holstein Netz-AG, die ARGE Netz GmbH&Co. KG, der Bundesverband Windenergie / Landesbüro Schleswig-Holstein, der Bundesverband Erneuerbare Energien, der Schleswig-Holsteinische Gemeindetag, der Städteverband Schleswig-Holstein, der Schleswig-Holsteinische Landkreistag sowie das Wirtschaftsministerium, das Umweltministerium und das Innenministerium des Landes Schleswig-Holstein. Seit Juni 2011 sind auch die Kreise Nordfriesland, Dithmarschen, Plön und Ostholstein der Initiative angeschlossen, weitere werden folgen.

Im August 2011 wurde von Mitgliedern der Initiative eine Beschleunigungsvereinbarung geschlossen. Um den Netzausbau schnellstmöglich voranzubringen, verpflichten sich die Beteiligten, gemeinschaftlich die erforderlichen Schritte eng abzustimmen und die erforderlichen Vorleistungen zu erbringen. Dazu gehört u.a., vor Beginn des förmlichen Verfahrens einen Dialog- und Kommunikationsprozess mit den Bürgerinnen und Bürgern einzuleiten.

1.3. Grundsätzliche Vorgehensweise bei der Netzentwicklungsinitiative

In Deutschland regelt unter anderem das Energiewirtschaftsgesetz den Ausbau der Energieversorgungsnetze. Der Zweck dieses Gesetzes „ist eine möglichst sichere,

preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“ (§ 1 EnWG)

„Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ (§ 11 EnWG)

Des Weiteren verpflichtet das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) die Netzbetreiber dazu, „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist“. (§ 5 EEG)

Durch die Ausweisung neuer Windvorrangflächen sind die Netzbetreiber folglich verpflichtet, neue Anlagen, die Erneuerbare Energien erzeugen, unverzüglich anzuschließen und das Energieversorgungsnetz so kostengünstig wie möglich auszubauen, um die eingespeiste Energie aufzunehmen und abzuführen.

Ausgangsbasis für die Bewertung der Übertragungsanforderungen sind Potentialstudien für Erneuerbare Energien. Diese wurden in Schleswig-Holstein im Auftrag der E.ON Netz GmbH durch die Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH (heutige GL Garrad Hassan Deutschland GmbH) mit Unterstützung der Schleswig-Holstein Netz AG in 2010 erstellt. Die GL Garrad Hassan ist ein für die Ermittlung des Windpotentials und Bestimmung des Energieertrages für Windenergieanlagen akkreditiertes Unternehmen (siehe auch 2.). In diesen Potentialstudien werden Kapazitätsbedarfsprognosen für die Windenergie sowie für Energien aus Photovoltaik und Biomasse erstellt. Basis hierfür ist der Bestand an Anlagen aus Erneuerbaren Energien, das erwartete Repowering (Ersatz kleinerer durch größere Anlagen) sowie das Zubaupotential für neue Anlagen. Einen Schwerpunkt bildete in Schleswig-Holstein das Potential zusätzlicher Windenergie auf den zur Neuausweisung von Windvorrangflächen vorgesehenen Eignungsflächen. Die Prognose liefert als Ergebnis die Zuordnung der Einspeiseleistungen zu Umspannwerken.

Aus der Kapazitätsprognose wird im nächsten Schritt der tatsächliche Entwicklungsbedarf in den einzelnen Netzen des Stromsystems abgeleitet. Hierzu werden mithilfe

von Netzberechnungs- und -optimierungsprogrammen mögliche Netzentwicklungsvarianten ermittelt.

Zur Entwicklung eines insgesamt optimalen Ausbaukonzeptes müssen in Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH auf Basis der möglichen Netzentwicklungsvarianten die Übergabestellen (Ausspeisepunkte) in das Höchstspannungsnetz optimiert und als Ergebnis definiert werden. Diese Ausspeisewerke befinden sich in unmittelbarer Nähe von hohen regionalen Einspeiseleistungen.

Um ein möglichst optimales Netz zu erreichen, erfolgt eine Differenzierung über vier Spannungsebenen. Jede Spannungsebene hat eine klar definierte Aufgabe im Gefüge des Energieversorgungsnetzes. Das Höchstspannungsnetz übernimmt dabei die Transportaufgabe, die Hochspannungsebene die übergeordnete Verteilungsaufgabe und die Mittelspannungsebene die regionale Verteilungsaufgabe. Die Versorgung der Haushalte und Kleinbetriebe erfolgt in der Niederspannungsebene.

Jede Spannungsebene wird von einem anderen Netzbetreiber bedient, sodass verschiedene Akteure am Netzausbau beteiligt sind. Für verschiedene Spannungsebenen gelten zudem teilweise verschiedene Rahmenbedingungen.

Akteure Netzausbau:

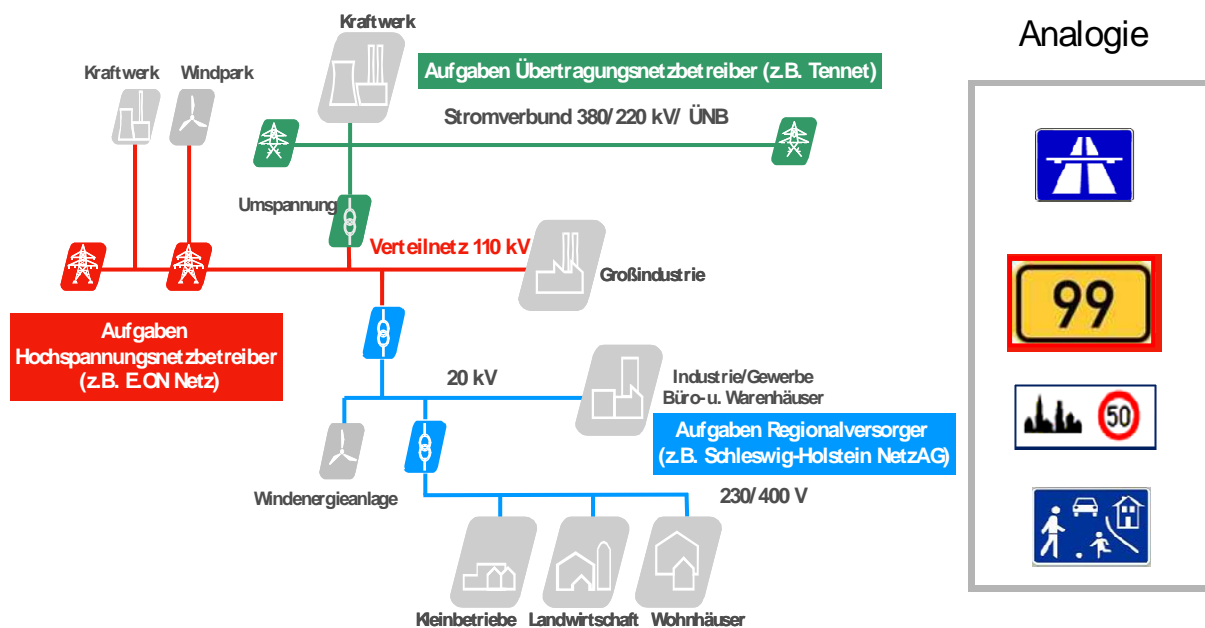


Abbildung 1: Aufgaben der Netzbetreiber

Mittelspannung (20-60kV): Diese Netzebene bzw. die Umspannung von Mittel- in Hochspannung stellt in dem Großteil der Fälle die erste lokale Verknüpfung der Anlagen erneuerbarer Energien mit der öffentlichen Stromversorgung her. Diese Spannungsebene wird in Schleswig-Holstein überwiegend von der Schleswig-Holstein Netz AG betreut.

Hochspannung (110kV): In der Hochspannung sind Mittelspannungsnetzbetreiber, mittelgroße Kraftwerke und größere Wind- oder Solarparks angeschlossen. Diese Spannungsebene wird in Schleswig Holstein durch die E.ON Netz GmbH betreut und stellt die Drehscheibe zwischen lokalen Anschlüssen der Mittelspannung und dem überregionalen Übertragungsnetz dar. Die Übertragungsfähigkeit der 110-kV Ebene ist begrenzt. Höhere Leistungen können nicht mehr effizient übertragen werden und müssen in einer höheren Spannungsebene abtransportiert werden.

Höchstspannung (220kV/380kV): Das Übertragungsnetz ist für den Transport von elektrischer Energie über größere Entfernungen zuständig. Große Erzeugungseinheiten wie Großkraftwerke und Offshore-Windparks werden über dieses Netz mit den Verbrauchsschwerpunkten verbunden. Eine wichtige Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers ist es dabei, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in seinem Netzgebiet ggf. durch Zufuhr von Regelernergie zu erhalten und den Transit sicherzustellen. Die TenneT TSO GmbH ist für Bau, Betrieb und Instandhaltung des Übertragungsnetzes in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Hessen und Bayern zuständig. (In einem kleinen Teilbereich Schleswig-Holsteins tritt auch der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH auf.) Im Falle Schleswig-Holsteins besteht die Aufgabe von TenneT TSO vor allem darin, den Strom aus den Schwerpunktregionen der Windkrafterzeugung zunächst zu den Verbrauchsschwerpunkten in Hamburg bzw. Brunsbüttel und die dort überschüssige Energie weiter in Richtung Süden zu transportieren.

Die Ausweisung von Windeignungsflächen im Umfang von 1,5 Prozent der Landesfläche führt zu hohen regionalen Einspeiseleistungen aus Erneuerbaren Energien. Diese erzeugte Leistung kann vor Ort und in Summe auch im Bundesland Schleswig-Holstein nicht abgenommen werden. Deshalb müssen die Einspeisungen aus den Verteilnetzen bis einschließlich 110-kV über geeignete Ausspeisepunkte in die Höchstspannung abgeführt werden. Ein abgestimmtes Vorgehen zwischen allen Beteiligten ist daher zwingend erforderlich und bildet die Grundlage hierfür.

2. Ausbauprognose

2.1. Planungsszenario „9.000 Megawatt aus Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein“

Die Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH (WINDTEST), heute GL Garrad Hassan Deutschland GmbH (GH-D), wurde von der E.ON Netz GmbH beauftragt, eine Prognose der dezentralen Einspeiseleistung aus Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 zu erstellen. In der Analyse wurden Potentiale für die derzeit bestehenden Windvorrangflächen, für Photovoltaik und Biomasse ermittelt. Die Basis hierfür ist die Veröffentlichung der zur Neuausweisung von Windvorrangflächen vorgesehenen Eignungsflächen von den Landkreisen in Schleswig-Holstein.

Die Aktualisierung der Studie in gemeinsamer Beauftragung von E.ON Netz GmbH und Schleswig-Holstein Netz AG läuft derzeit. Die Auftraggeber gehen nach aktuellem Stand davon aus, dass das in der ersten Prognose ermittelte 9.000 Megawatt Szenario bestätigt wird.

Die Entwicklung der zukünftig in Schleswig-Holstein installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien wird vorwiegend von folgenden relevanten Parametern gesteuert, die in dem Gutachten berücksichtigt wurden:

1. der Bestand ausgewiesener Windenergieeignungsflächen,
2. die Entwicklung von Repowering-Projekten bis 2015 auf diesen Eignungsflächen,
3. die heutigen und zukünftigen Windenergieanlagen-Leistungsklassen
4. die Windenergieanlagen-Bebauungsdichte und Anlagenhöhe
5. die Entwicklung von potentiellen zusätzlichen Eignungsflächen als Windvorrangflächen aus den Kreiskonzepten
6. das Potential an verfügbaren Dach- und Freiflächen für Photovoltaik-Anlagen
7. die Verfügbarkeit von Biomasse zur Energieerzeugung

Ergebnisse:

Die Windtest-Studie, die im Jahr 2005 erstellt wurde, prognostizierte eine installierte Leistung aus Erneuerbaren Energien von ca. 4.000 Megawatt für das Jahr 2010, die Ende 2010 mit ca. 3.800 Megawatt nahezu erreicht wurde.

In der aktuellen Potentialstudie von 2010 mit den oben genannten neuen Erkenntnissen und Prämissen wurde für 2015 ein Potential von bis zu ca. 10.300 Megawatt an

Land (onshore) ermittelt. Die nachfolgende Darstellung zeigt die Ergebnisse der drei erstellten Szenarien.

Szenarium 1	Szenarium 2	Szenarium 3
„must-have“	„erwartete Entwicklung“	„theoretisches Potential“
Ergebnis:	Ergebnis:	Ergebnis:
Wind: 7.923 MW (Phase II)	Wind: 8.444 MW (Phase II)	Wind: 8.643 MW (Phase II)
PV: 555 MW	PV: 971 MW	PV: 1.388 MW
Biomasse: ca. 200 MW geschätzt	Biomasse: 247 MW	Biomasse: 301 MW
Gesamt 8.678 MW	Gesamt 9.662 MW	Gesamt 10.332 MW

Abbildung 2: Gesamtergebnisse inkl. Wind, Photovoltaik und Biomasse aus der Windtest-Studie

Im Rahmen der Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein wurde zwischen den Beteiligten (siehe Kapitel 1.2) das von den Netzbetreibern vorgelegte Planungsszenario von 9.000 Megawatt aus Erneuerbaren Energien als Grundlage für die Netzausbauplanung für das Jahr 2015 als sachlich geboten erachtet.

Unter den Beteiligten der Netzentwicklungsinitiative besteht folgender Grundkonsens: Im Jahr 2015 ist in Schleswig-Holstein mit einer Einspeiseleistung durch dezentrale Energie-Anlagen, die erneuerbaren Strom erzeugen, von rund 9.000 Megawatt allein an Land zu rechnen. Zu der Einspeiseleistung an Land werden noch rund 3.000 Megawatt neu installierte Windenergieleistung offshore hinzukommen. Hierbei handelt es sich um offshore-Windparks, die bereits eine Genehmigung haben.

3. Konzept für den Netzausbau in Schleswig-Holstein

3.1. Technische Möglichkeiten

3.1.1 110-kV-Netz

Gem. § 12 Absatz 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) haben Betreiber von Übertragungsnetzen „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen“.

Leistungserhöhungen von bereits bestehenden 110-kV-Freileitungen werden als **Er-satzneubauten** durchgeführt. Dabei handelt es sich um den Austausch von bestehenden Masten und Leiterseilen durch stärkere Masten und Leiterseile. Die bestehende 110-kV-Freileitung ist in diesen Fällen bereits im Landschaftsbild vorhanden, jedoch bedingt eine Leistungserhöhung durch eine evtl. Erhöhung der elektrischen und magnetischen Felder sowie einem evtl. erhöhten Eingriff in schützenswerte Naturräume (Schutzgut Boden/ Schutzgut Avifauna) eine neue naturschutzfachliche Beurteilung und somit eine Plangenehmigung (in Ausnahmefällen auch ein Planfeststellungsverfahren) bzw. eine Anzeige nach der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung.

Der Bau von 110-kV-Verbindungen auf neuen Trassen ohne bereits bestehende 110-kV-Freileitung erfolgt gemäß den gesetzlichen Rahmenbedingungen nach § 43 h EnWG (siehe Kapitel 3.2.1)

3.1.2 Ausbau des 380-kV-Netzes

Der Ausbau des 380-kV-Netzes in Schleswig-Holstein durch die TenneT TSO GmbH wird in Form von **Freileitungen** erfolgen, die entweder neue Verbindungen zu Netzanschlusspunkten herstellen oder bestehende Verbindungen vorhandener 220-kV-Leitungen ertüchtigen.

Eine Freileitung besteht aus verschiedenen Komponenten, die entsprechend den technischen Erfordernissen und meteorologischen Bedingungen dimensioniert werden. Die wesentlichen wahrnehmbaren Elemente sind die Stahlgittermaste und die Beseilung:

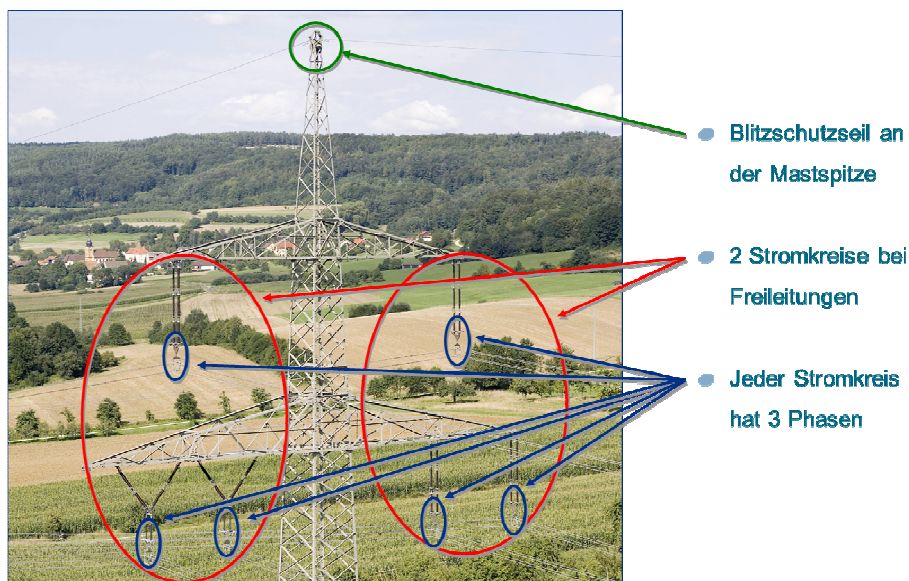
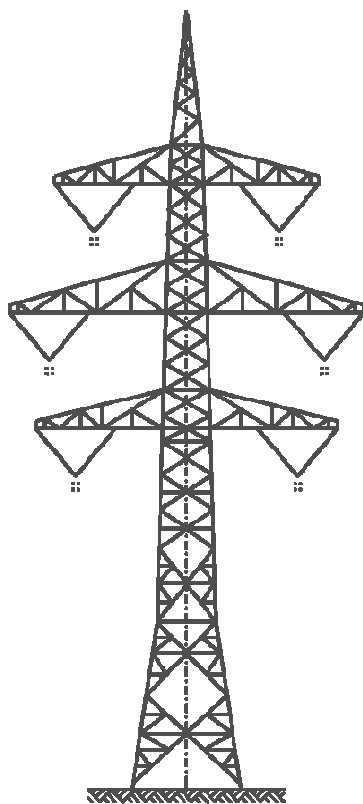


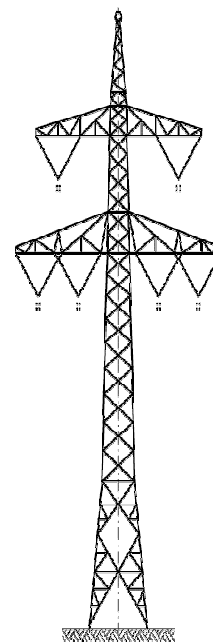
Abbildung 3: 380-kV-Freileitung – Beispiel für Beseilung

Bauform, -art und Dimensionierung der Masten werden insbesondere durch die Anzahl der aufliegenden Stromkreise, deren Spannungsebene, die möglichen Mastabstände und einzuhaltende Begrenzungen hinsichtlich der Schutzstreifenbreite oder Masthöhe bestimmt. Eine geplante 380-kV-Höchstspannungsfreileitung wird aus Stahlgittermasten bevorzugt in der „**Donaubauweise**“ errichtet (siehe Abbildung 3). Als Regelfall sind Masthöhen von ca. 50-60 m und eine Gesamtbreite von ca. 30 m anzunehmen.

Je nach den spezifischen Anforderungen kann z. B. auch ein Tonnenmast zur Minimierung der Trassenbreite oder auch der Einebenenmast wegen der geringeren Höhe eingesetzt werden, um mögliche Konflikte zu minimieren. Es können auch für spezielle Anforderungen (Kreuzung oder Mitnahme anderer Freileitungen) Sonderformen oder Mischformen aus Donau- mit Einebenen-Masten zum Einsatz kommen.



Tonne



Donau

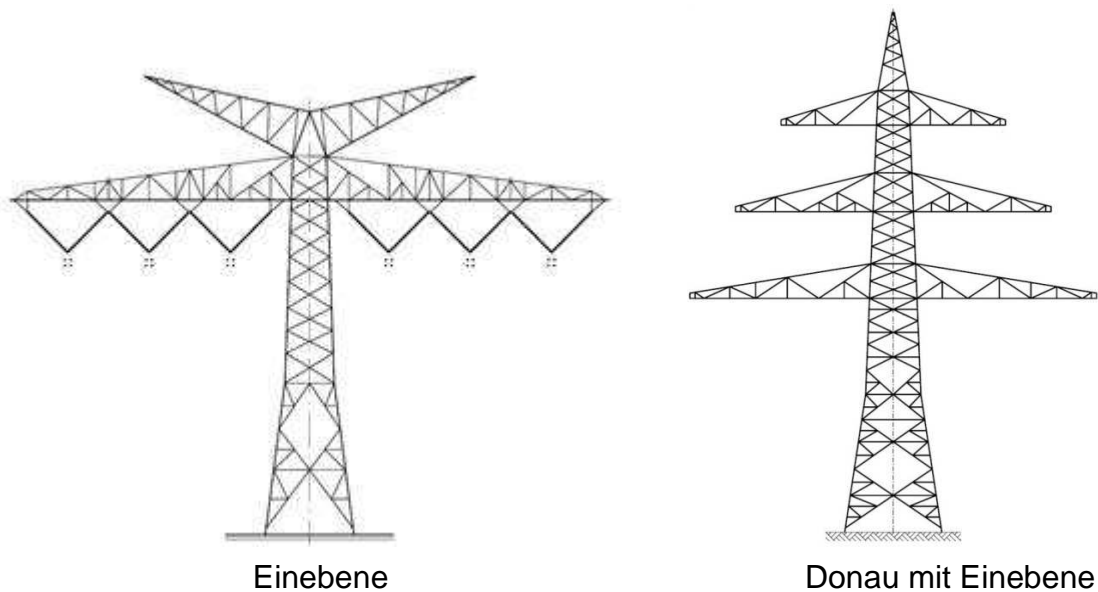


Abbildung 4: Mastbild-Typen (schematische Darstellung, nicht maßstäblich)

Durch den Betrieb von Freileitungen entstehen **elektrische und magnetische Felder**. Die elektrischen Felder resultieren aus der Betriebsspannung der Leitung und sind deshalb nahezu konstant. Die Feldstärke nimmt mit dem Abstand vom Leiterseil ab. Die Stärke der elektrischen Felder wird gemessen in Kilovolt pro Meter (kV/m). Elektrische Felder werden durch Hindernisse sehr gut abgeschirmt.

Die magnetischen Felder resultieren aus dem fließenden Strom in der Leitung. Die Feldstärke ist abhängig von der Stromstärke und nimmt mit zunehmendem Abstand vom Leiterseil deutlich ab. Die Stärke der magnetischen Felder wird bestimmt durch die magnetische Flussdichte, gemessen in Tesla (T). Magnetische Felder werden durch Hindernisse praktisch nicht abgeschirmt.

Ein wichtiger Kennwert ist hierbei die Frequenz. Der Strom in Deutschland und Westeuropa wird mit 50 Hertz (Hz) übertragen – und erzeugt damit niederfrequente Felder. Mobiltelefone senden im hochfrequenten Bereich mit einer um ein Vielfaches höheren Frequenz (rund 900 MegaHz, das sind 900.000.000 Hz), Radaranlagen sogar mit mehreren hundert GigaHertz.

Bezüglich der Auswirkungen von niederfrequenten elektrischen und magnetischen Feldern auf den Menschen gibt es internationale Forschungen. Basierend auf einer kontinuierlichen Überwachung und Beobachtung dieser Felder hat die internationale

Strahlenschutzkommission (IRPA/ICNIRP) 1998 bestimmte Grenzwerte empfohlen. 1999 wurden diese Werte ebenfalls von der EU-Ratsempfehlung zu elektromagnetischen Feldern übernommen. In Deutschland sind diese Grenzwerte bereits seit dem 16.12.1996 in der 26. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz (26. BImSchV) verbindlich festgesetzt. Das Bundesamt für Strahlenschutz beobachtet ebenfalls laufend die internationalen Forschungen und passt im Bedarfsfall ihre Grenzwertempfehlungen dem neuesten Stand der Technik an.

Die Vorsorgewerte dienen dem Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen und begrenzen elektromagnetische Einwirkungen in Bereichen für den dauernden Aufenthalt der allgemeinen Bevölkerung auf:

- eine elektrische Feldstärke von 5 Kilovolt pro Meter (kV/m)
- eine magnetische Flussdichte von 100 Mikrottesla (μT).

Die höchsten Feldstärken treten in der Mitte zwischen zwei Masten auf, d.h. dort, wo die Leiter den geringsten Abstand zum Boden haben. Mit zunehmender Höhe der Leiterseile nimmt das Feld zu den Masten hin ab. Mit wachsendem seitlichem Abstand zu einer Freileitung sinkt die Feldstärke ebenfalls schnell ab. Höchst- und Hochspannungsfreileitungen werden so geplant, errichtet und betrieben, dass die elektrischen und magnetischen Felder auch bei höchster Auslastung der Anlagen und unter Berücksichtigung der Felder vorhandener Niederfrequenzanlagen die Vorsorgewerte der 26. BImSchV unterschreiten.

Eine häufig diskutierte Auswirkung von Freileitungen ist die **Gefährdung von Zug- und Rastvögeln** und einzelner Brutvogelarten durch Leitungsanflug. Die größte Gefahr geht dabei vom Erdseil aus, weil es dünner ist als die Leiterseile und damit für Vögel besonders schlecht sichtbar. Dies kann durch eine Markierung des Erdseils deutlich minimiert werden. Die Wirksamkeit derartiger Markierungen wurde durch zahlreiche Untersuchungen bestätigt und kann die Kollisionsrate um mehr als 90% reduzieren. Dies zeigen neuere Untersuchungen von Ornithologen aus den vergangenen Jahren.

Nicht unerwähnt bleiben soll, dass sich durch die Markierung auch ein Konflikt mit dem Schutzgut Landschaft ergeben kann, da damit die Wahrnehmbarkeit der Leitung zunimmt. Nachfolgende Abbildung zeigt eine Erdseilmarkierung und ihre Wirkung in der Landschaft.



Abbildung 5: Erdseilmarkierung einer Freileitung

In den vergangenen Monaten sind so genannte „**Wintrack**“-**Masten** als Alternative zu herkömmlichen Masten in der Öffentlichkeit in Schleswig-Holstein diskutiert worden. Bei den Wintrack-Masten handelt es sich um ein Konzept aus den Niederlanden, das nicht 1:1 auf Deutschland übertragbar ist. Aktuell nimmt TenneT Anpassungen des Designs vor, um den deutschen DIN-Normen entsprechen zu können. Da diese Anpassungen grundlegender Natur sind, sind noch keine Aussagen zu möglichen Mehrkosten gegenüber herkömmlichen Mastgestängen möglich. Dies wird erst nach Abschluss der Entwicklungsarbeiten der Fall sein. TenneT hält an dem Ziel fest, bis 2012 einen in Deutschland genehmigungsfähigen Masttypen entwickelt zu haben.

Eine besondere Möglichkeit der **Bündelung der vorhandenen Trassen** von 110-kV-Leitungen und neuer 380-kV-Leitungen stellt die Mitnahme einer vorhandenen 110-kV-Leitung auf dem Gestänge der neu zu errichtenden 380-kV-Leitung dar. Sofern sich diese Möglichkeit ergibt, werden TenneT und E.ON Netz dies in den jeweiligen Abschnitten unter umweltfachlichen, technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Aspekten prüfen.

Neben der Errichtung als Freileitung ist die vollständige oder teilweise **Erdverkabelung** eine weitere Technologie für komplett neu errichtete Trassen, die zu diskutieren ist. Erdkabel sind im Höchstspannungsbereich (220/380 kV) nicht Stand der Technik. Insbesondere der Einsatz von Erdkabeln über lange Strecken ist weltweit im Höchstspannungsnetz noch nicht erprobt. Eine solche Erdverkabelung steht damit nicht im Einklang mit dem Willen des Gesetzgebers in § 11 Absatz 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Dort heißt es: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und be-

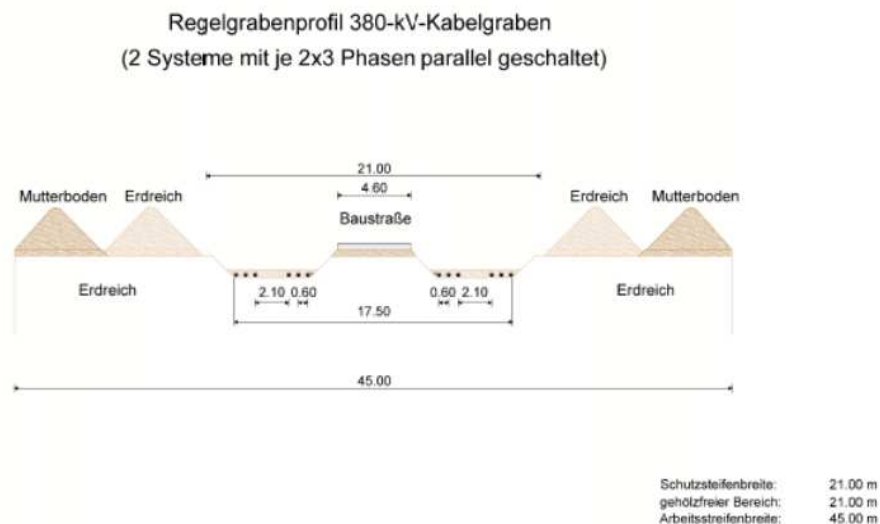
darfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“

Um den Einsatz von Erdkabeln zu testen, sind im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vier Pilotprojekte in Deutschland festgelegt worden, auf denen die Erdkabeltechnik unter gewissen Voraussetzungen getestet werden soll. Dies betrifft Vorhaben in Niedersachsen, Hessen, Nordrhein-Westfalen und Thüringen.

Exkurs: Informationen zur Erdverkabelung im Höchstspannungsbereich

Technik

Um die Leistung einer 2-systemigen 380-kV-Freileitung (mit 6 Leiterseilbündeln) abzuführen, ist eine Kabelanlage mit insgesamt 12 Erdkabeln erforderlich. Die Breite der hierfür benötigten Kabeltrasse beträgt in der Bauphase ca. 50 Meter. Nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel für eine mögliche Planung einer solchen Anlage.



Eine Höchstspannungskabelanlage ist ein komplexes Gebilde und besteht aus mehreren Komponenten wie Kabel, Übergangsanlagen, Endverschlüssen, Muffen, Kompensationsanlagen sowie speziellen Schutzeinrichtungen. Je höher die Anzahl der Teilkomponenten, desto höher das Risiko des Ausfalls. Da vor allem Muffen eine häufige Fehlerquelle darstellen und die 380-kV-Kabel nur in Teilstücken von bis zu ca. 900 Metern transportiert werden können, wachsen mit der Länge der Kabelabschnitte die Anzahl der Muffen und damit auch die Gefahr eines Ausfalls.

Verfügbarkeit

Maßgeblich ist die Gewährleistung der Verfügbarkeit der Leitung im Betrieb, insbesondere im Hinblick auf den Belang des Schutzes kritischer Infrastrukturen. Aktuelle Analysen (CIGRE) von weltweit im Einsatz befindlichen landverlegten Drehstromkabeln der Höchstspannungsebene zeigen, dass die Nichtverfügbarkeit von Kabeln gegenüber Freileitungen 150-240-fach

höher ist. So beträgt die Reparaturzeit einer Kabelanlage im Durchschnitt rund 600 Stunden (25 Tage). Im Gegensatz dazu liegt die durchschnittliche Reparaturzeit einer Freileitung bei 3,34 Stunden.

Kosten

Als Ergebnis eines Vergleichs Freileitung - Kabel (ForWind 2005 und ergänzende Studie vom 12.12.2008) wurde ermittelt, dass sich die Mehrkosten einer Kabellösung im Faktor von ca. 6,7 bis ca. 8,3 (Betrachtung der Errichtungskosten) bzw. von ca. 3,7 bis ca. 4,5 für die Gesamtkosten über 40 Jahre bewegen.

Auswirkungen auf die Umwelt

Auch mit der Errichtung und dem Betrieb von Erdkabeln sind Eingriffe in Natur und Landschaft verbunden. So ergibt sich bei Verlegung eines Erdkabels im Vergleich zu einer Freileitung eine größere Flächeninanspruchnahme mit deutlich größeren Eingriffen in das Schutzgut Boden. Im späteren Betrieb ist die Kabeltrasse im Vergleich zur Freileitung zwar weniger sichtbar und das Schutzgut Landschaftsbild damit weniger tangiert, es ergeben sich jedoch auch hier Auswirkungen auf Schutzgüter. Die Bodenerwärmung durch in Betrieb befindliche Erdkabel ist noch weitgehend unerforscht, die Folgen sind somit unklar. Erdkabel verursachen aufgrund ihrer Bauweise zwar keine elektrischen Felder, jedoch entstehen durch den Stromfluss auch hier magnetische Felder, die im direkten Einwirkungsbereich, also genau über der Trassenachse, deutlich höhere Werte erreichen als unter einer Freileitung.

3.1.3 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

Um Leistung aus Anlagen erneuerbarer Energien aus Schleswig-Holstein in die deutschen Lastschwerpunkte direkt – und verlustärmer – transportieren zu können, wird die Schaffung eines sogenannten Overlay-Netzes intensiv diskutiert, bei dem bestimmte Strecken mit Hilfe der Technik der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) als Direktverbindungen hergestellt werden. Hierzu besteht Abstimmungsbedarf mit den Übertragungsnetzbetreibern auf nationaler und europäischer Ebene.

TenneT berücksichtigt bereits heute Standorte für mögliche Netzverknüpfungspunkte solcher Direktverbindungen in den aktuellen Planungen für Schleswig-Holstein. Sobald die noch offenen Fragen geklärt sind, wird TenneT die Planungen bzgl. möglicher Standorte für Konverterstationen und Trassen für HGÜ-Verbindungen konkretisieren. Die Realisierung ist sowohl in Freileitungs- als auch in Kabeltechnik möglich.

Die HGÜ-Technik wird häufig auch bei klassischen Leitungsbauprojekten in die Diskussion gebracht. Der Einsatz von HGÜ an Land ist jedoch erst ab einer Distanz von mehreren 100 Kilometern wirtschaftlich und technisch nur für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen entwickelt. Das „Einsammeln“ von elektrischer Energie von mehreren Netzverknüpfungspunkten, wie in Schleswig-Holstein beispielsweise entlang der

Westküste notwendig, ist mit dieser Technik nicht möglich. Es gibt aber Überlegungen für eine Abführung des Windstroms von der Westküste von zwei festen Punkten in Heide und Brunsbüttel.

3.2. Grundsätze der Trassenplanung

3.2.1. E.ON Netz

Für das zukünftige 110-kV-Netz werden bestehende 110-kV-Freileitungstrassen weiter genutzt oder erforderlichenfalls ertüchtigt – also optimiert und verstärkt. Für den gesetzlich vorgeschriebenen Anschluss von Anlagen Erneuerbarer Energien kann es notwendig sein, auch neue 110-kV-Leitungen außerhalb der Bestandstrassen zu bauen. Die Entscheidung über die technische Ausführungslösung wird für den Ausbau des Hochspannungsnetzes nach § 43h EnWG getroffen. In seiner im Sommer 2011 novellierten Form schreibt er vor:

„Hochspannungsleitungen auf neuen Trassen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder weniger sind als Erdkabel auszuführen, soweit die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten der technisch vergleichbaren Freileitung den Faktor 2,75 nicht überschreiten und naturschutzfachliche Belange nicht entgegenstehen; die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde kann auf Antrag des Vorhabenträgers die Errichtung als Freileitung zulassen, wenn öffentliche Interessen nicht entgegenstehen.“

Damit sind gemäß § 43 h EnWG folgende Punkte zu prüfen:

1. Überschreiten die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten der technisch vergleichbaren Freileitung den Faktor 2,75?
2. Stehen naturschutzfachliche Belange einer Verkabelung nicht entgegen?
3. Stehen öffentliche Interessen dem Bau einer Freileitung nicht entgegen?

Auf Basis einer Konfliktpotentialanalyse wird weitergehend geprüft, ob und wie eine Kabel- oder Freileitungslösung darstellbar ist.

3.2.2. TenneT

Die Suche nach möglichen Trassen für die 380-kV-Verbindungen basiert auf einer Reihe von Trassierungsgrundsätzen, die möglichst raumverträgliche und umweltschonende Trassenverläufe sicherstellen sollen. Diese dienen als Grundlage für weitere formelle Verfahrensschritte – wie die notwendigen Planfeststellungsverfahren. Damit sollen Zulassungsrisiken minimiert bzw. Konfliktschwerpunkte und damit ver-

bundene erhöhte Planungsaufwände für die nachgeordneten Verfahrensschritte frühzeitig erkannt werden.

Übergeordnetes Ziel ist die Erarbeitung von Trassenvarianten, die auf möglichst direktem Weg die aus netztechnischer Sicht notwendigen Anschlusspunkte miteinander verbinden und dies mit möglichst geringen Beeinträchtigungen für Natur und Landschaft sowie mit möglichst geringen Beeinträchtigungen der Bevölkerung (v.a. Wohnumfeld).

Bei der Findung der Trassenkorridore wird eine weitgehende Bündelung mit bereits bestehenden Freileitungen, ggf. auch Verkehrswegen oder anderen linienhaften Infrastruktureinrichtungen angestrebt, um die Belastungen v.a. der Landschaft zu minimieren. Im Idealfall verläuft die geplante Trasse dann weitestgehend gebündelt mit vorhandenen Vorbelastungen wie Freileitungen der Hoch- und Höchstspannungsebene oder anderen linearen Infrastrukturen. Mit der Trassenbündelung soll auch eine Inanspruchnahme und Neuzerschneidung von Freiräumen minimiert werden, um bisher nicht zerschnittene und naturnahe Bereiche soweit wie möglich zu schonen. Sofern keine Bündelung möglich ist, wird eine möglichst kurze Verbindung zwischen zwei Anknüpfungspunkten angestrebt, um die Belastung von Natur und Landschaft insgesamt gering zu halten.

Die Minimierung möglicher Beeinträchtigungen von Siedlungsbereichen (v.a. Wohngebieten) und des unmittelbaren Wohnumfelds durch möglichst große Abstände ist dabei eine wichtige Vorgabe bei der Trassenfindung.

Bei der Festlegung der Korridore wird ferner versucht, Querungen von Waldbeständen und wertvollen Gebieten für Natur und Landschaft auf solche Bereiche zu beschränken, in denen eine entsprechende Trassenführung auf Grund der großräumigen Trassenbündelung oder zur Vermeidung anderer noch erheblicherer Raumkonflikte z.B. mit Siedlungsbereichen unumgänglich ist.

In späteren Planungsstadien bieten sich weitere Möglichkeiten, um nicht vermeidbare Konflikte zu mindern. Dies sind z.B.:

- Platzierung von Masten an ökologisch und ökonomisch möglichst verträglichen Standorten, unter der Maßgabe, möglichst wenig landwirtschaftliche Nutzfläche zu beanspruchen, z. B. primär an Wegen bzw. Flurgrenzen.
- Berücksichtigung/Vermeidung von Standorten seltener oder gefährdeter Pflanzenarten im Mastbereich.

3.3. Netzstudie zum 9.000 Megawatt-Szenario

Am 18. März 2011 hat TenneT im Rahmen der Netzentwicklungsinitiative im schleswig-holsteinischen Wirtschaftsministerium ein erstes Grobkonzept für den Netzausbau basierend auf dem 9000 Megawatt-Szenario (siehe 2.1) vorgestellt.

Die seitens der E.ON Netz notwendigen Ausspeisepunkte für die Abführung der aufzunehmenden Windenergieeinspeisung von der 110-kV- in die 380-kV-Netzebene liegen im Radius von mehreren Kilometern der bestehenden 110-kV-Schaltanlagen Niebüll, Heide und Husum und im Radius des Kreuzungspunktes der 110-kV-Leitung von Marne/West in Richtung Osten und der bestehenden 110-kV-Leitung von Brunsbüttel in Richtung Heide sowie in der Region um Göhl und Schuby. Diese Ausspeisepunkte bilden den Schwerpunkt der Integration Erneuerbarer Energien aus Sicht des 110-kV-Netzes. Dort zeichnet sich auf Basis der Windtest-Studie im Jahr 2010 auch eine Konzentration der Einspeiseleistung ab. Aufgrund der bereits vorliegenden Engpässe (siehe auch 1.3) in Nordfriesland, Dithmarschen und Ost-Holstein wird die dringende Notwendigkeit des zeitnahen Ausbaus des Übertragungsnetzes in diesen Regionen signalisiert.

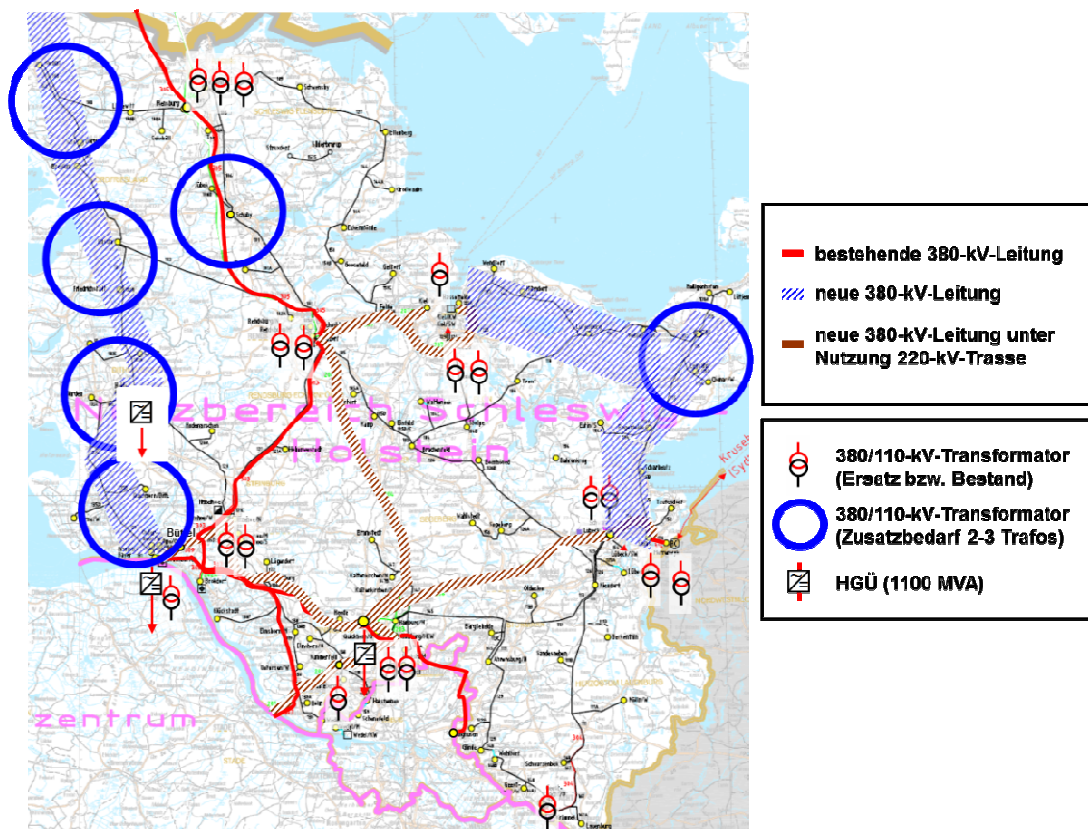


Abbildung 6: Übersicht über den geplanten Netzausbau in Schleswig-Holstein inkl. dreier Fernübertragungsverbindungen (HGÜ). Planungsstand: September 2011, Änderungen vorbehalten insbesondere bei der Platzierung von HGÜ-Leitungen.

3.4. Darstellung möglicher Varianten für den Abtransport des Windstroms von der Westküste

Dem Grobkonzept für den Netzausbau war die Untersuchung von drei Ausbauvarianten für die Abführung des Windstroms von der Westküste voraus gegangen:

- 110 kV zur Mitte des Landes, sog. „110-kV-Tannenbaum-Modell“
- 380 kV zur Mitte des Landes
- 380 kV-Übertragungsleitung an der Westküste

3.4.1. 110 kV zur Mitte des Landes, sog. „110-kV-Tannenbaum-Modell“

Im Rahmen der netzplanerischen Untersuchungen erfolgte zunächst eine Bewertung der Heranführung der Leistungen aus Erneuerbaren Energien von der Westküste an die bestehenden Höchstspannungs-Leitungen in der Mitte des Landes zwischen Flensburg und Hamburg. Diese Variante führt zu einem sehr hohen Aufrüst- und Neubaubedarf auf den bestehenden 110-kV-Trassen über eine Trassenlänge von ca. 160 km und damit zu deutlichen Beeinträchtigungen der betreffenden Bereiche. Welche Leitungen in Ost-West-Richtung betroffen wären, ergibt sich aus Abbildung 7:



Abbildung 7: 110-kV-Netzausbau an der Westküste ohne neue 380/110-kV Auspeisepunkte

Zusätzlich ist die Übertragungsleistung dieser Zuführungsstrecken auf Grund der Spannungsebene von 110-kV limitiert. Eine 110-kV-Leitung kann etwa nur 20 Prozent des Stroms abtransportieren, der über eine 380 kV-Leitung gesichert abtransportiert werden kann. Aufgrund der großen abzutransportierenden Strommengen wären nicht ein, sondern bis zu fünf Stromkreissysteme je 110 kV-Trasse erforderlich.

Bei Abführung des Windstroms von der Westküste Schleswig-Holsteins über die Mitte des Landes müsste außerdem eine weitere 380-kV-Freileitung in der Mitte Schleswig-Holsteins errichtet werden, die mit der bestehenden 380-kV-Freileitung Audorf – Kassö (Dänemark) und der in der Planfeststellung zum Ersatzneubau befindlichen 380 kV-Leitung Audorf - Hamburg/Nord gebündelt werden müsste.

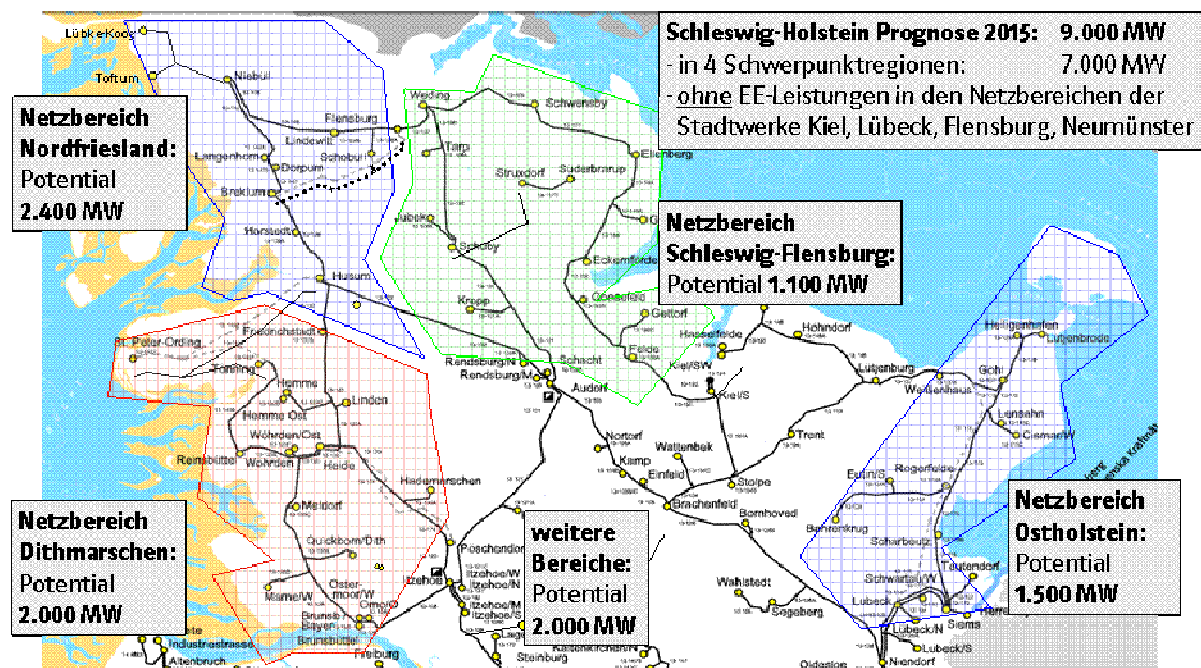


Abbildung 8: Prognostizierte Leistungen aus Erneuerbaren Energien in den Netzsicherheitsregionen Schleswig-Holstein

→ Übertragungsleistungen wie sie an der Westküste zu erwarten sind, übersteigen die Leistungsfähigkeit des 110-kV-Netzes deutlich. Durch die Notwendigkeit, dann mehrere 110-kV-Systeme parallel zu führen, würde die durchschnittliche Masthöhe statt 30 mehr als 45 Meter betragen.

→ Die sich aus den zu übertragenden Stromstärken, Querschnitten, Anzahl von Systemen und den Trassenlängen ergebenden Netzverluste nur für den Abtransport der Energie belaufen sich geschätzt auf ca. 75 Megawatt. Das bedeutet, dass ca. 33

Windkraftanlagen bei maximaler Einspeisung nur für die Netzverluste produzieren würden. Die jährlichen Kosten zur Beschaffung der Verlustenergie würden für diese Ausbauf orm rund 10 Millionen Euro betragen, die letztlich von den Stromkunden zu tragen wären.

→ Die magnetische Feldbelastung fällt bei einer 110-kV-Netzerweiterung ohne neue 380/110-kV-Ausspeisepunkte an der Westküste („Tannenbaum“ 110-kV zur Mitte) um das ca. 4-fache höher aus als bei einer vergleichbaren 380-kV-Variante. Grund hierfür sind die erheblich höheren Ströme für die notwendige Leistungsübertragung.

→ Darüber hinaus kann bei diesem Szenario die Systemstabilität in der 110-kV Ebene nicht mehr sichergestellt werden.

→ Bei weiterer Zunahme der Windenergieleistung nach 2015 könnte diese nicht mehr aufgenommen und abtransportiert werden, da die dann bestehenden 110-kV-Leitungen vollständig ausgelastet wären und ein weiterer Ausbau dieser Leitungen technisch nicht mehr möglich ist. Das 110-kV Tannenbaummodell besitzt daher keine Aufwärtskompatibilität bei weitergehendem Ausbau Erneuerbarer Energien.

Ergänzender Hinweis

Der o.g. und gemäß Abb. 7 beschriebene Netzausbau bildet lediglich den Netzausbaubedarf aufgrund fehlender Höchstspannungsausspeisepunkte (380/110-kV-Ausspeisepunkte) ab. Darüber hinaus ist ein Verteilnetzausbau erforderlich, der eine Erhöhung der Übertragungsfähigkeit auf zahlreichen bestehenden 110-kV-Trassen erfordert.

3.4.2. 380 kV zur Mitte des Landes

Eine weitere mögliche Variante zum Abtransport der an der Westküste erzeugten Leistung aus erneuerbaren Energien, wäre die Heranführung des Windstroms von der Westküste an die Mitte des Landes mittels 380-kV-(Zu)Leitungen. Wie bei der zuvor beschriebenen Variante 3.4.1 würde dazu eine zusätzliche 380-kV-Nord-Süd-Leitung zentral in Schleswig-Holstein benötigt.

Die Trasse wäre bei dieser Variante im Verhältnis zur nachfolgend unter 3.4.3 beschriebenen Übertragungsleitung an der Westküste um ca. 65 km länger. Die Umspannung vom Hoch- ins Höchstspannungsnetz würde bei dieser Variante in den Einspeiseschwerpunkten an der Westküste erfolgen.

Diese Variante reduziert im Verhältnis zur folgenden Variante einer Übertragungsleitung an der Westküste (3.4.3.) den Vermaschungsgrad des Netzes. Die zusätzliche Redundanz einer Ringstruktur geht dabei verloren, so dass die Versorgungs- bzw. Entsorgungssicherheit der Umspannpunkte abnimmt. Die Konzentration der gesamten Transportkapazität auf einen engen Korridor erhöht die Verletzlichkeit des Gesamtsystems. Äußere Einwirkungen, die zum Ausfall beider Mittelleitungen führen, haben mit hoher Wahrscheinlichkeit eine großräumige Versorgungsstörung mit weitreichenden Auswirkungen zur Folge.

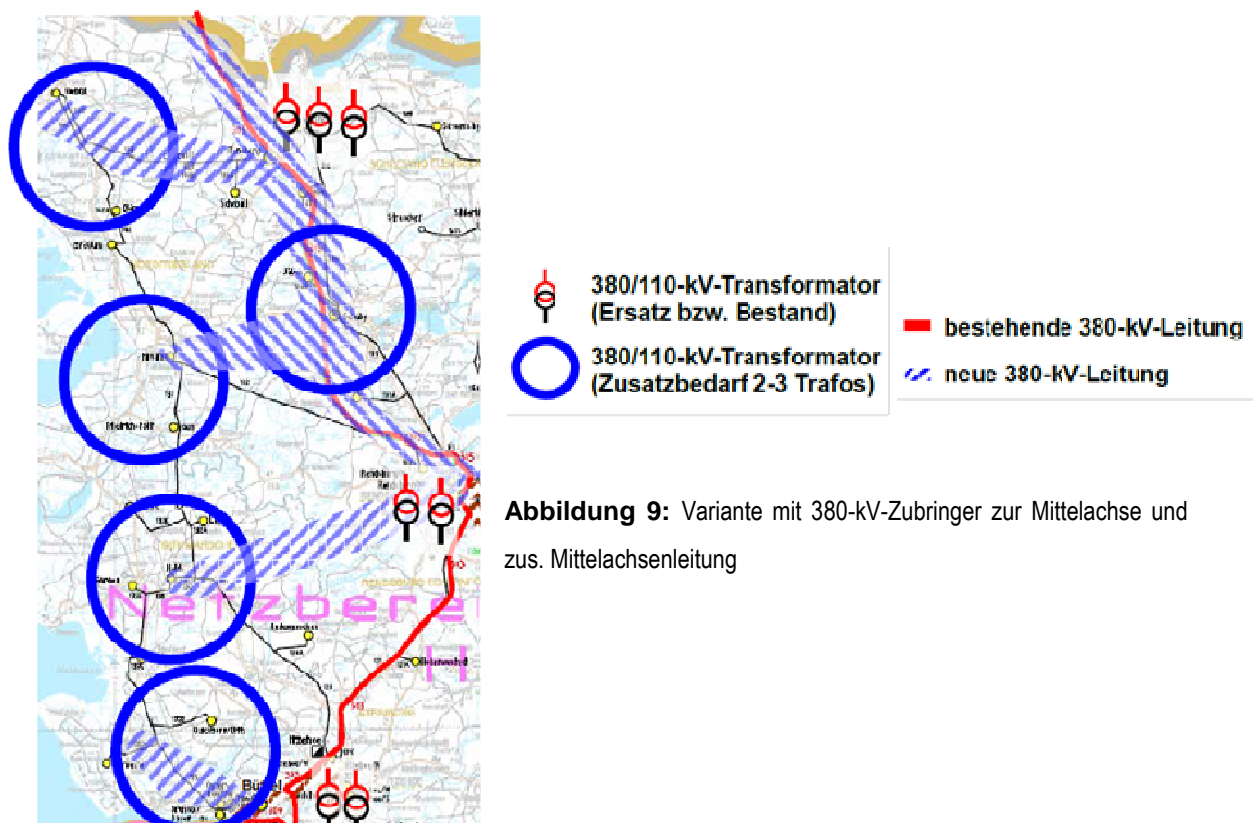


Abbildung 9: Variante mit 380-kV-Zubringer zur Mittelachse und zus. Mittelachsenleitung

3.4.3. 380-kV-Übertragungsleitung an der Westküste

Ein wesentlicher Schwerpunkt zusätzlichen Potentials erneuerbarer Energien bildet wie oben beschrieben die Westküste Schleswig Holsteins. Daher positionieren sich die für die Abführung der in den Regionen überschüssigen Leistungen aus erneuerbaren Energien erforderlichen Ausspeisepunkte an der Westküste fast annähernd auf einer Achse von Nord nach Süd.

Um die regenerativ erzeugte Leistung aus diesen Umspannpunkten vom Hoch- ins Höchstspannungsnetz abzutransportieren, stellt die direkte Verbindung dieser Punk-

te mit Anschluss an die 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel die Variante mit dem geringsten Flächenverbrauch bedingt durch Netz- bez. Leitungsausbau dar.

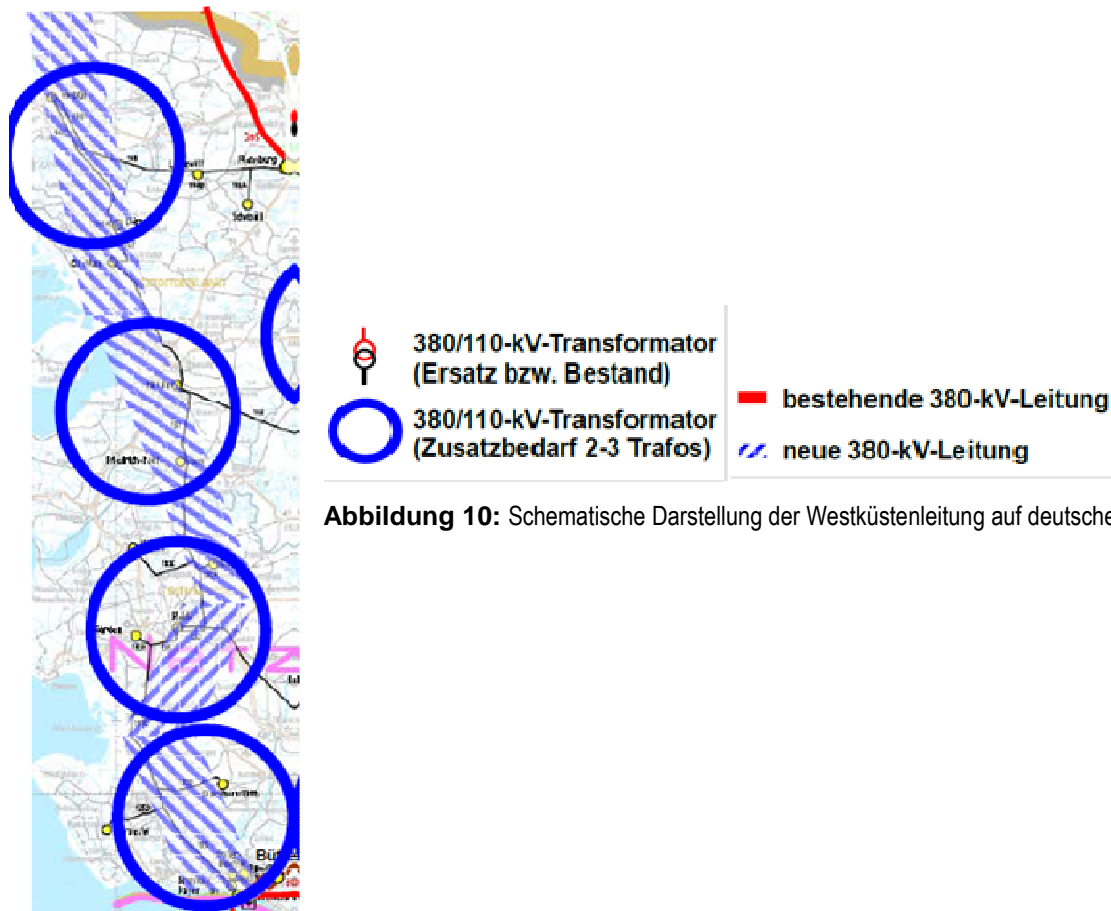


Abbildung 10: Schematische Darstellung der Westküstenleitung auf deutscher Seite

Im Rahmen der Errichtung der 380-kV-Leitung entlang der Westküste ist zu einem späteren Zeitpunkt eine Verbindung mit dem dänischen Höchstspannungsnetz aus systemtechnischen Gründen zwingend notwendig. Zusätzlich besteht die Notwendigkeit zur Weiterführung der Leitung aus betrieblicher Sicht, um auch im Falle von Wartungsarbeiten den Abtransport des Stromes von der Westküste und die Stromversorgung der Region sicherzustellen.

3.4.4. Entscheidung für eine 380kV-Übertragungsleitung an der Westküste

Die Netzplanung erfolgt unter der Prämisse des effizienten Netzausbaus. Durch einen schrittweisen, kontinuierlichen Abstimmungsprozess zwischen den Netzbetreibern TenneT TSO GmbH und E.ON Netz GmbH wird sichergestellt, dass der Zubau so gering wie möglich ist, die Anschlusskapazitäten in Richtung Übertragungsnetz optimal gestaltet werden und der Ausbau des Höchstspannungsnetzes so erzeugungsnah wie möglich erfolgt.

Bei Betrachtung des schleswig-holsteinischen Netzausbaus im Gesamtkontext stellt bei Gegenüberstellung der oben dargestellten Möglichkeiten für die Westküste, die Variante 3.4.3. die Variante mit dem geringsten Leitungsneubau in der 380-kV- als auch in der 110-kV-Ebene dar. Diese Variante bietet im Gegensatz zu den beiden Varianten mit einer Abführung des Stroms über die „Mittelachse“ (3.4.1 und 3.4.2) den Vorteil, dass eine Entflechtung des Netzes erfolgt und damit die Leistungskonzentration in der bestehenden 380-kV-Schaltanlage Audorf geringer wird. Dies sorgt für eine bessere Netzsicherheit. Variante 3.4.3 ist zudem die wirtschaftlichste Variante.

Varianten im Überblick		<i>110kV zur Mitte (3.4.1)</i>	<i>380kV zur Mitte (3.4.2)</i>	<i>380kV-Westküste (3.4.3)</i>
<i>380-kV-Leitungskilometer</i>	<i>Ertüchtigung</i>	<i>ca. 110 km</i>	<i>ca. 110 km</i>	<i>-</i>
	<i>Neubau</i>	<i>ca. 60 km</i>	<i>ca. 200 km</i>	<i>ca. 135 km</i>
<i>110-kV-Leitungskilometer</i>	<i>Ersatzneubau</i>	<i>ca. 160 km</i>	<i>ca. 13 km</i>	<i>ca. 13 km</i>
	<i>Neubau</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
	<i>Insgesamt</i>	<i>330 km</i>	<i>323 km</i>	<i>148 km</i>
<i>Erwartete Kosten</i>	<i>TenneT TSO</i>	<i>ca. 200 Mio €</i>	<i>ca. 375 Mio €</i>	<i>ca. 162 Mio €</i>
	<i>E.ON Netz</i>	<i>ca. 150 Mio €</i>	<i>ca. 20 Mio. €</i>	<i>ca. 20 Mio. €</i>
	<i>Insgesamt</i>	<i>ca. 350 Mio. €</i>	<i>ca. 395 Mio. €</i>	<i>ca. 182 Mio. €</i>

Tabelle 1: Gegenüberstellung der untersuchten Varianten. Unabhängig von der gewählten Variante sind im 110kV-Netz 210 km Netzausbau zusätzlich erforderlich.

Im Rahmen der Netzentwicklungsinitiative haben die Netzbetreiber ein ganzheitliches Konzept für den Netzausbau in Schleswig-Holstein vorgelegt. Dabei wurden verschiedene Varianten geprüft. Ergebnis der Prüfung ist:

Das „Achsenkonzept“ mit der 380-kV-Übertragungsleitung an der Westküste wird weiterverfolgt. Notwendig ist die neue 380-kV-Übertragungsleitung sowie diverse Zuleitungen auf der 110-kV- Ebene.

4. Entwicklung von Trassenvorschlägen für die Westküstenachse

4.1. Ausgangspunkte der Planung

Die Entwicklung der erforderlichen Ausspeisepunkte aus dem 110-kV-Netz in das 380-kV-Netz wurde auf Basis der prognostizierten Konzentration von hohen Einspeiseleistungen in einzelnen Regionen unter Berücksichtigung des bestehenden 110-kV-Netzes, ausgewiesener Windvorranggebiete und der Stabilitätskriterien des Verteilnetzes vorgenommen.

4.2. Ausarbeitung der 380-kV-Übertragungsleitung an der Westküste mit Umspannwerkstandorten – Planungsstand: September 2011

4.2.1 Allgemein

Die weitere Planung im Bereich der Westküste Schleswig-Holsteins erfolgt in Form einer Trassenvoruntersuchung. Hier wurden auf der Grundlage einer großräumigen Raum- und Konfliktpotenzialanalyse möglichst konfliktarme Trassenkorridor-Varianten erarbeitet. Diese Raum- und Konfliktpotenzialanalyse basiert auf der Auswertung landesweit vorhandener Umweltinformationen bzw. raumbedeutsamer planerischer Zielvorgaben. Mögliche Konflikte für die Errichtung von Umspannwerken oder die Anbindung durch Freileitungen werden anhand der Auswertung der vorhandenen Daten zu wesentlichen Umweltbelangen in der Bestandskarte abgeleitet. Dafür wurden Daten beim Land Schleswig-Holstein abgefragt. Diese werden zum Teil ergänzt durch weitere digital verfügbare Daten, z.B. von nachgeordneten Behörden oder auch Kreisen.

4.2.2 Lage möglicher Umspannwerksstandorte

Die Suchkorridore für Umspannwerksstandorte (UW) werden durch die neu ausgewiesenen Windvorrangflächen und das hierauf basierende netzplanerische Konzept, definiert. Innerhalb dieser Suchkorridore werden folgende Kriterien zur Standortsuche berücksichtigt:

1. Ergebnisse der Konfliktpotenzialanalyse
2. Bündelung von Infrastrukturmaßnahmen (bestehende Trassenverläufe) zur Minimierung von Konflikten durch Vermeidung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen
3. Infrastrukturanbindung – geeignete Straßen und Bahnlinien, damit auch die benötigten Transformatoren mit einem Transportgewicht von ca. 270 Tonnen an den vorgesehenen Standort gebracht werden können
4. Vermeidung von Moor, flächenhaften Naturdenkmälern, Hanglage, Überschwemmungsgebiet, etc.

5. Zusammenhängende Fläche von ca. 180 x ca. 250 m
6. Einhaltung der Grenzwerte der Emissionen (elektrische Felder und Geräusche) im jeweiligen Umfeld (Industriegebiet, Mischgebiet, Wohngebiet)

4.2.3. 380-kV-Freileitungsverbindungen

Die Ausgangspunkte der 380-kV-Leitungsverbindungen an der Westküste Schleswig-Holsteins ergeben sich durch die im Abstimmungsprozess zwischen TenneT TSO und E.ON Netz ermittelten Standorte der Ausspeisepunkte. So ergeben sich vier Abschnitte. Diese sind:

- o Abschnitt 1: UW Brunsbüttel – gepl. UW Barlt
- o Abschnitt 2: gepl. UW Barlt – gepl. UW Heide
- o Abschnitt 3: gepl. UW Heide – gepl. UW Husum
- o Abschnitt 4: gepl. UW Husum – gepl. UW Niebüll

Durch die Darstellung und Bewertung der Datengrundlagen in einer Raumwiderstandskarte können die für diese einzelnen Abschnitte relativ konfliktarmen Korridore abgeleitet werden. Vorrangig werden Bündelungsmöglichkeiten mit bestehender Infrastruktur (Verkehrswege, Stromtrassen) geprüft. Durch die damit ermittelten Korridore ergeben sich dann u.U. abschnittsweise (d.h. zwischen den jeweiligen Umspannwerken) mehrere Möglichkeiten, die im Rahmen eines Variantenvergleichs nochmals näher betrachtet und gegeneinander abgewogen wurden. Neben den unmittelbar abzuleitenden räumlich bestimmten Konflikten für die einzelnen Varianten werden dabei auch die nicht unmittelbar kartografisch erfassbaren Konfliktpotenziale wie z.B. der in Ost-West-Richtung über Schleswig-Holstein verlaufende Vogelzug berücksichtigt. Weiterhin dienen die öffentlichen Regionalkonferenzen ab September 2011 dazu, darüber hinaus gehende Konfliktpotenziale zu identifizieren (siehe 5.)

4.2.4. Ausarbeitung der Zuleitungen auf der 110-kV-Ebene

Insbesondere in küstennahen Regionen ist mit der Neuausweisung von neuen Windvorrangflächen eine Erweiterung des bestehenden 110-kV-Netzes in diese Regionen hinein wirtschaftlicher als ein starker Ausbau der Mittelspannungsnetze (20 bis 60 kV) in diesen Bereichen. Daher bündeln die Zuleitungen die neuen Einspeisungen aus den Windvorrangflächen und führen diese möglichst direkt in die bestehende Netzinfrastruktur, ohne Vernachlässigung der Versorgungsaufgabe des jeweiligen Gebietes.

Ziel der Trassenplanung ist die Identifikation möglichst konfliktarmer Korridore mit den geringsten Einwirkungen auf Mensch, Flora und Fauna.

5. Vorgezogene Bürgerbeteiligung zu den Trassenvorschlägen

Im Rahmen der Netzentwicklungsinitiative haben sich die Landesregierung Schleswig-Holstein, TenneT TSO, E.ON Netz und alle anderen Beteiligten auf einen offenen und transparenten Kommunikations- und Dialogprozess zum Ausbau des Stromnetzes verständigt. Durch die frühzeitige Einbeziehung der Bürgerinnen und Bürger in den betroffenen Regionen – noch vor den förmlichen Verfahren – soll sichergestellt werden, dass die Planung der Leitungen auf möglichst breiter Basis erfolgt.

Die Landräte der besonders betroffenen Kreise sind seit Juni 2011 in die Netzentwicklungsinitiative einbezogen. Die Bürgermeisterinnen und Bürgermeister der betroffenen Gemeinden und Städte werden vom Wirtschaftsministerium Ende September schriftlich unterrichtet.

Ab Ende September 2011 wird der notwendige Ausbau des Stromnetzes in Regionalkonferenzen erörtert. Neben der Information der Bürgermeister sind dazu auch öffentliche Veranstaltungen vorgesehen, zu denen Bürgerinnen und Bürger eingeladen werden. In diesen Veranstaltungen sollen die möglichen Trassenkorridore mit verschiedenen denkbaren Alternativen dargestellt werden.

Ziel der vorgezogenen Bürgerbeteiligung ist es, die Bürgerinnen und Bürger frühzeitig mit Informationen aus erster Hand zu versorgen sowie Anregungen und Hinweise zu den jeweiligen Trassenkorridoren aus den Regionen aufzunehmen. Dabei geht es darum, Schwerpunktbereiche zu identifizieren, die zu Konflikten führen können. Wenn diese frühzeitig in die Planungen einfließen, spart das im späteren Verfahren Zeit und Mühe bei allen Beteiligten. Der Vorteil liegt darin, dass Ideen und Pläne vor den offiziellen Verfahren noch leichter anzupassen sind, da damit keine formal festgeschriebenen Schritte und Fristen verbunden sind.

Damit im Rahmen der vorgezogenen Bürgerbeteiligung auch Rückmeldungen von Bürgerinnen und Bürgern, die nicht an den Regionalkonferenzen teilnehmen können, die richtige Stelle erreichen, hat das Wirtschaftsministerium Schleswig-Holstein die Sondermailadresse Stromnetzausbau@wimi.landsh.de eingerichtet, die zunächst bis zum 15. Dezember 2011 freigeschaltet ist. Sämtliche auf dieser Mailadresse eingehenden Mails werden an die planenden Netzbetreiber TenneT TSO und E.ON Netz weitergeleitet. Unabhängig davon werden die eingegangenen Anregungen und Hinweise der Bürgerinnen und Bürger auch vom Wirtschaftsministerium ab Mitte De-

zember 2011 ausgewertet. Dabei geht es insbesondere darum, Schwerpunkte aus Sicht der Bürgerinnen und Bürger zu identifizieren, die eine hohe Relevanz für die weitere Trassenplanung haben.

Hinweise und Anregungen im Rahmen der vorgezogenen Bürgerbeteiligung werden nicht im Einzelnen beantwortet werden. Eine zusammenfassende Darstellung und Bewertung der Rückmeldungen wird aber nach Themengebieten auf der Internetseite www.wirtschaftsministerium.schleswig-holstein.de unter dem Stichwort „Ausbau des Stromnetzes“ dokumentiert werden. Dies wird je nach Umfang der Rückmeldungen voraussichtlich ab Februar 2012 der Fall sein.

Die Rechte der Bürgerinnen und Bürger, in den späteren Scoping- und Planfeststellungsverfahren Einwendungen vorzutragen und die eigenen Interessen zu vertreten, sind hiervon nicht berührt. Sie bestehen unabhängig davon, ob sich jemand im Rahmen der vorgezogenen Bürgerbeteiligung zu Wort meldet oder nicht.

6. Weiterer Zeitplan

Nach der vorgezogenen Einbeziehung der Öffentlichkeit sollen im Laufe des Jahres 2012 die Genehmigungsunterlagen erstellt werden. Es ist vorgesehen, dass der erste Antrag auf Einleitung eines Planfeststellungsverfahrens 2013 gestellt wird. Bei einem angenommenen Zeitraum von voraussichtlich zwei Jahren für das Planfeststellungsverfahren, das die Raumordnungsaspekte mit berücksichtigt, könnte ab dem Jahr 2015 auf ersten Abschnitten mit dem Bau begonnen werden. Die Einhaltung dieses Zeitplans ist vorbehaltlich der Klärung wichtiger verfahrensrechtlicher Fragen und der Einhaltung der in der Beschleunigungsvereinbarung getroffenen Vereinbarungen.

7. Weitergehende Informationen:

www.wirtschaftsministerium.schleswig-holstein.de

Stichwort „Ausbau des Stromnetzes“

- voraussichtlich ab 6. Oktober 2011 freigeschaltet -