

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt,
Natur und Digitalisierung | Postfach 71 51 | 24171 Kiel

Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 07 48
10567 Berlin

konsultation@netzentwicklungsplan.de

Ihr Zeichen: /
Ihre Nachricht vom: /
Mein Zeichen: /
Meine Nachricht vom: /


Telefon: /

26.02.2021

Stellungnahme zum NEP Strom 2035, Version 2021 Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

Sehr geehrte Damen und Herren,

zum vorgelegten ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber des Netzentwicklungsplans Strom 2035, Version 2021 darf ich Ihnen nachfolgende Stellungnahme des Energiewendeministeriums Schleswig-Holstein zukommen lassen. Mit einer Veröffentlichung der Stellungnahme bin ich einverstanden.

Grundsätzlich wird die Einführung innovativer intelligenter Netzführungskonzepte und Betriebsmittel zur Optimierung der Auslastung der bestehenden Netzinfrastruktur begrüßt. So wird auch die Planung von Netzboostern mit einer Pilotanlage in Audorf bei Rendsburg als zukunftsweisende technologische Innovation zur Übertragung elektrischer Energie für einen effektiven und maßvollen Netzausbau erachtet. Allerdings wird in den technischen Ausführungen darauf hingewiesen, dass eben durch die stärkere Auslastung der Leitungen neue Herausforderungen entstehen, die ihrerseits wiederum zu Restriktionen im Betrieb führen, die in ihren Auswirkungen auf den Systembetrieb erst noch erforscht und einkalkuliert werden müssen. In hochbelasteten Netzen haben die Spannungshaltung und die Bereitstellung ausreichender Blindleistung höchste Priorität. Bei hohem Leistungsbezug und gleichzeitig ausfallender Blindleistung kann der zusätzlichen Wirkleistungsbezug ohne die Deckung des Blindleistungsbedarfs nicht aus entfernten Erzeugungseinheiten

bereitgestellt werden. So können Ereignisse, die unter normaler Netzauslastung von geringer Bedeutung sind, weitreichende Folgen haben. Ebenso müssen auch Ereignisse außerhalb der Auslegungsszenarien oder unvorhersehbare Störungen einkalkuliert werden, um eintretende Kaskadeneffekte zu beherrschen.

Weiterhin werden in dem Entwurf zusätzliche offshore Seekabeltrassen mit Anlandungen von mindestens 4 GW in Heide/West angekündigt. Hinzu kommen 2 GW aus der benachbarten dänischen AWZ und die noch nicht konkretisierten – obgleich in der Sensitivitätsberechnung bereits berücksichtigten - Anlandungen aus zumindest einem North Sea Wind Power Hub. Für jede dieser einzelnen Anlandungen à 2 GW müssen dann auch landseitige Trassen gen Süden eingeplant werden. Angesichts der Vielzahl der erforderlichen Leitungstrassen erscheint es fraglich, wie mit der konventionellen Hochspannungstechnologie selbst mit hochausgelasteten Dreh- und Gleichstromleitungen dieser Zuwachs räumlich verträglich gebaut und gesellschaftlich akzeptabel vermittelt werden soll. Auch wenn mit dem Aufbau sogenannter DC-Hubs mit Multiterminals die Errichtung eines Gleichstrom-„Overlay“-Netzes als technisch machbar angekündigt wird, vermeidet das nicht den Bau von mehreren neuen Gleichstromtrassen. Hier müssen neben dem leitungsgebundenen Energietransport von grünem Wasserstoff alternative Lösungen auch für den elektrischen Energietransport konzeptionell in die Modellerprobung aufgenommen werden. So erscheint es rückwärtsorientiert und wenig innovationsoffen, wenn im Kapitel über neue und innovative Technologien über den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb und den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen berichtet wird. Das sind bereits bekannte und angewandte Instrumente aus dem technologischen Bestand. Bis 2040 sind es 20 Jahre. Da sollten zukunftsweisende technologische Innovationen wie z.B. die Supraleitungstechnologie im NEP ausgewiesen und darüber diskutiert werden, wie die Entwicklung zur Bewältigung der Herausforderungen beim Netzausbau am Standort Deutschland gefördert und genutzt werden kann.

Ebenso sollte es möglich sein, den anstehenden Herausforderungen der Netzentwicklung durch einen umfassenderen Planungsansatz zu begegnen: Das Ermitteln und Ausweisen von einzelnen Netzengpässen mag richtig sein, wenn das Übertragungsproblem mit den bekannten konventionellen Netzausbaumaßnahmen gelöst werden kann. Wie im Entwurf aber angekündigt, kann das Problem nur für den Szenariorahmen 2035 gelöst werden. Dabei zeigen die zugrundeliegenden Szenariorahmen nur eine sehr enge Bandbreite bzw.

Trichteröffnung möglicher Entwicklungen auf. Die Folge ist dann eine sofortige Maßnahmen-Unterdeckung bzw. -Überdeckung in der Netzentwicklungsplanung.

Im Vorgriff auf die Überarbeitung des Szenariorahmens sind heute schon erhebliche Transportbedarfe avisiert. Das Bündeln und Schieben dieser Bedarfe führt zu einer Bugwelle an Maßnahmen ab 2040. Spätestens dann brauchen wir statt regionaler kleinteiliger Engpassbewältigungen für hochausgelastete Teilabschnitte großräumige strukturelle Lösungen. Ebenso wenig erscheint die Vorstellung beliebig vieler Parallelbauten zu bestehenden Stromautobahnen als eine langfristig vertretbare Ausbaustrategie. Für die Architektur des europäischen Stromnetzes brauchen wir heute ein integratives zukunftsfähiges Konzept. Im Entwurf des NEP 2035 sollte deshalb die Notwendigkeit konzeptioneller Änderungen adressiert werden.

So ist im europäischen Kontext eine Erhöhung des Treibhausgasminderungsziels in 2030 im Lichte des Vorschlags der EU-Kommission und der Beschlüsse des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates zu erwarten. In der Folge werden das Treibhausgasminderungsziel 2030 für Deutschland und damit verbunden auch das Ausbauziel für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien angepasst werden, was sich dann mittelbar über Anpassungen des Szenariorahmens auf die Netzentwicklungsplanung auswirken wird. Auch wenn eine Konsultation des Szenariorahmens vorausgeht, möchten wir dennoch auf diesen bereits absehbaren zukünftigen Anpassungsbedarf hinweisen. So erscheinen die Annahmen für den erforderlichen Strombedarf für die Sektorkopplung in Szenario C wahrscheinlicher, entsprechend wird auch der Ausbaubedarf für die Erneuerbaren Energien steigen.

Zu den Maßnahmen im Einzelnen:

Die neu vorgeschlagene Gleichstromverbindung ab Heide an der Westküste Schleswig-Holsteins nach Mecklenburg-Vorpommern (DC31) kommt angesichts künftiger Übertragungsbedarfe nicht überraschend. Wir hatten wiederholt auf den Transportbedarf hingewiesen, insbesondere um den dort anlandenden Offshore-Strom abzutransportieren. Allerdings ist unsere Vorstellung die Verstärkung von DC 25 auf 4 GW. Nun wird im aktuell konsultierten NEP-Entwurf eine Leitung DC 31 von Heide nach Rogahn bei Schwerin vorgeschlagen. Das mag im Zusammenhang mit der neuen Hub-Technologie ein Ansatz sein, insbesondere wenn mit der vorgeschlagenen ca. 210 km langen Trasse DC 31 quer durch Schleswig-Holstein gegenüber einem alternativen parallelen Neubau zu DC 25 oder

einer Verstärkung von Sümlink zusätzliche 400 km in Deutschland vermieden werden können. Vorab ist aber die Erweiterung von DC 25 auf 4 GW grundlegend zu prüfen wie auch die Frage, ob die weiterführende Gleichstromtrasse DC 20 Klein Rogahn / Isar hinreichend Transportkapazität hat, um die Energie aus Heide aufzunehmen. Wir weisen darauf hin, dass die Erweiterung von DC 25 auf 4 GW eine vorhandene Trasse nutzen und allenfalls erweitern würde, während DC 31 völlig neue Betroffenheiten schaffen wird. Die Ergebnisse sollten in der Erläuterung der Alternativen zu DC 31 nachvollziehbar im NEP dokumentiert werden.

Unklar ist weiterhin die Bedarfsbegründung, da die Zeitpunkte der Inbetriebnahme von DC31 und NOR-13-1 nicht zusammenfallen. Während für NOR-13-1 die Inbetriebnahme bereits für 2032 erfolgen soll, wird DC 31 erst 2035 ans Netz gehen können. NOR-13-1 wurde darüber hinaus nur unter dem Vorbehalt von der BNetzA bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen für die offshore-Windstromerzeugung festgelegt werden. Dieser Vorbehalt besteht aufgrund der lediglich informatorischen Darstellung des Gebiets N-13 im Anhang des Flächenentwicklungsplan 2020 weiterhin. Unter der o.g. Zweckbindung, dass DC31 in erster Linie der Aufnahme und Ableitung der Strommengen aus NOR-13-1 dient, muss daher der genannte Vorbehalt auch für DC31 gelten. Die Zeitpunkte der Inbetriebnahme müssen zwingend aufeinander abgestimmt werden.

Perspektivisch soll mit NOR-x-3 eine weitere Trasse in Schleswig-Holstein angelandet werden. Die Netzverknüpfung soll in Heide/West erfolgen, so dass sich wiederum der Büsum-Korridor anbietet. Vor der Festlegung der Verknüpfungspunkte im NEP muss geklärt werden, dass dort ausreichend Kapazitäten für die geplanten Netzanbindungssysteme im Korridor vorhanden sind.

Insgesamt erscheinen die im Szenario betrachteten Zubaumaßnahmen NOR-13-1, NOR-X-3, NSWPH mit 6 GW Leistung nach Deutschland sowie die auf S. 121 in Tabelle 20 angekündigten 2 GW „aus einer ausländischen AWZ“ noch nicht aufeinander abgestimmt zu sein. Im Zusammenhang mit dem NSWPH erscheint zumindest unklar, worin die Verteilung der Netzanschlussysteme auf die einzelnen Staaten begründet ist und ob sich hier überhaupt ein Bedarf einer Anbindung nach Schleswig-Holstein ergibt. Das sollte nicht erst im 2. Entwurf oder gar erst im nächsten NEP geklärt werden. Darüber hinaus bedarf es einer ganzheitlichen Abstimmung mit dem landseitigen Netzausbau.

Die optimale Ausnutzung der bereits vorhandenen und zur Verfügung stehenden Trassenräume zur Ausschöpfung noch vorhandener Kapazitäten wird insbesondere vor dem Hintergrund der Eingriffsminimierung grundsätzlich begrüßt. Sie entspricht auch dem derzeitigen Stand der im Rahmen der Fortschreibung des Landesentwicklungsplans Schleswig-Holstein getroffenen Ziele und Grundsätze.

Im vorliegenden Entwurf des NEP sind zur Erreichung der szenariospezifischen Ausbauziele in Szenario C 2035 (34 GW) und Szenario B 2040 (40 GW) Netzanbindungssysteme aus Zone 4 der AWZ der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan 2020 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus. Insofern seien für diese Netzanbindungssysteme weder konkrete Standorte für die Konverterplattformen noch die Trassenführung der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten bekannt. Für die Verortung der Konverterplattform werde daher ein sich über Zone 4 erstreckender Suchraum betrachtet. Grundsätzlich ist eine fachliche Vorprüfung für die vorgesehenen Anlandungsstandorte auch mit Hinblick auf die Erforderlichkeit der Trasse und den weiteren landseitigen Verlauf erforderlich.

Im Hinblick auf die im 1. Entwurf des NEP 2035 dargestellte Planung der Netzanbindungssysteme NOR 13-1 und NOR-x-3 über die Büsum-Trasse in Schleswig-Holstein sowie weiterer möglicher Systeme wird darauf hingewiesen, dass mitentscheidend für eine Beurteilung der Umweltauswirkungen die Anzahl der notwendigen Kabelsysteme ist. Von Seiten des Landes Schleswig-Holstein würde eine Anbindung mehrerer der Netzverbindungssysteme in Schleswig-Holstein und die entsprechend dazugehörigen Trassenführungen im schleswig-holsteinischen Küstenmeer kritisch beurteilt werden. Neben den Belangen der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs, die Kreuzung der Ansteuerungen der Häfen in Elbe, Weser und Jadebusen, sind hier vor allem naturschutzrechtliche Belange vorab in die Überlegungen einzustellen.

Grundsätzlich sind Eingriffe im Nationalpark nach dem Nationalparkgesetz nicht zulässig. In Folge einer Einigung im Klageverfahren einiger Naturschutzverbände gegen das Land zur Verlegung von Offshore-Kabeln auf der sogenannten Büsum-Trasse sind zudem landesplanerische Festsetzungen getroffen worden, dass es für die Querung des schleswig-holsteinischen Wattenmeeres lediglich die Anbindung über Büsum geben soll. Die Aufnahmekapazität dieser Trasse ist begrenzt und noch nicht konkret festgesetzt.

In diesem Zusammenhang von Relevanz ist auch die für die o.g. Projekte zu verwen-

dende Höchstspannungsgleichstrom-Technologie und die sich daraus ergebenden Ansprüche an Verlegung und Unterhaltung. Der Wattenmeerplan (Wadden Sea Plan) 2010 als Managementplan für das UNESCO-Weltnaturerbe und das betreffende FFH- und Vogelschutzgebiet beinhaltet bezüglich der Anbindung von Offshore-Windparks die klare Aussage, dass Kabeltrassen und Anzahl der Kabel unter Berücksichtigung der besten verfügbaren Technik auf ein Minimum zu beschränken sind. Derartige Trassenführungen bedeuten, dass hiermit Beeinträchtigungen des grenzüberschreitend anerkannten Weltnaturerbes ausgelöst werden können, welche die Integrität der Welterbestätte in Frage stellen können. Dies gilt es zu vermeiden. Eine grundsätzliche Anforderung ist daher die Prüfung, ob eine Netzanbindung nach Schleswig-Holstein zwingend erforderlich ist oder ob sich alternative Anbindungen aufdrängen, die sowohl aus umwelt- als auch aus wirtschaftlicher Sicht vorzugswürdiger sind. Dies ist auch vor dem vorstehend ausgeführten Hintergrund zur Weiterführung an Land zu betrachten.

Unter P72 wird im Projektsteckbrief zur Netzverstärkung der Ostküstenleitung unter der Überschrift „Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte“ ausgeführt, dass für die Maßnahmen Lübeck-Siems und Lübeck-Göhl unter Berücksichtigung der geplanten Teilerdverkabelung der Strecke Lübeck/West-Göhl eine Einführung von vier Stromkreisen in das UW-HL/West erforderlich sei und diese Struktur volkswirtschaftlich effizienter sei als die im NEP 2025 verfolgte faktische Einschleifung des UW Siems in die Leitung Lübeck/West-Göhl. Damit wird die Prüfung der Teilerdverkabelung als Ergebnis vorweggenommen. Auch wenn die Maßnahmen M49 und M351 getrennt betrachtet werden, so sind sie doch in der Region und in ihren Auswirkungen eng miteinander verknüpft. Es wird darum gebeten, das Konzept der Einschleifung des UW Siems nicht im Vorwege der Planfeststellung auszuschließen.

Mit freundlichen Grüßen

