



Telefon: 030/ 65 01 77 00

Windland Energieerzeugungs GmbH
Grimmstraße 79, 10967 Berlin/

Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 05 72
10565 Berlin

Ihre Nachricht vom /Bearb.:	Bearbeiter:	Durchwahl:	e-Brief:	Datum:
Netzentwicklungsplan	Joachim Falkenhagen	030/ 65 01 77 01	falkenhagen5@meerwind.de	20.6. 2012

Stellungnahme zum Entwurf des NEP vom 30.05.2012

1. Grundsätzliche Unterstützung der Planungen.

1.1 Umfang und Grundkonzept OK

Umfang und Grundkonzept der im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) für 2022 dargelegten baulichen Netzausbaumaßnahmen sind im Wesentlichen angemessen und notwendig, die Zielnetz ist offenbar funktionsfähig und für die Versorgung der Bevölkerung auch ohne Kernenergie ausreichend. Sehr erfreulich ist, dass damit offenbar ein Paradigmenwandel der ÜNB vollzogen wurde.

1.2 Optimierung erforderlich

Eine Feinoptimierung der Maßnahmen ist aber offenbar noch nicht erfolgt und erscheint noch erforderlich. Dies hätte wohl auch die Kapazitäten der Beteiligten überfordert. Nun sollte aber mit der weiteren Optimierung nicht abgewartet werden, bis der im Entwurf abgesteckte Rahmen insgesamt von Regierung und Parlament bestätigt worden ist, sondern parallel dazu mit der Analyse von Varianten begonnen werden. Möglichst sollten auch Alternativen angeboten werden (z.B. andere Endpunkte einer Leitung), die elektrotechnisch ebenso hinreichend sind wie die Basisvariante, so dass ggf. nach sonstigen (ökologisch-raumordnerischen) Gesichtspunkten gewählt werden kann.

1.3 Vorbereitungs- und Planungsmaßnahmen

Dringend zu ergänzen ist der NEP um eine Darstellung der (Vorbereitungs- und Planungs-) Maßnahmen, mit denen das gesetzte bauliche Ziel auch pünktlich erreicht werden kann und die damit erforderlich sind, um bis zum Jahr 2022 einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten, sowie um eine Zeitplanung.

1.4 Akzeptanzsteigerung

Der sich ergebende Zeitrahmen ist im Verhältnis zur Vielzahl der Projekte äußerst knapp. Daher muss wesentlich mehr getan werden, um die Akzeptanz zu steigern, insbesondere durch

- Rückbau bestehender Freileitungen niedrigerer Spannungsebene im Streckenverhältnis 1:1;
- Darstellung von großflächigen, räumlich zusammengefassten Flächen für Ausgleichsmaßnahmen;
- Erhöhte Entschädigungen für Grundeigentümer;
- Finanzielle Anreize für Gebietskörperschaften.

1.5 Nutzung bestehender Trassen für DC

Problematisch ist, dass im Drehstrombereich (AC) die Baumaßnahmen in bestehenden Trassen überwiegen, oft als komplette Neuerrichtung der Leitung, während Gleichstromleitungen (VSC-DC) fast ausschließlich als neue Trassen und ohne konkrete Trassendarstellungen vorgesehen sind.

Somit fehlt bislang der raumordnerische Machbarkeitsnachweis der DC-Leitungen. Bestehende Trassen sollten nicht für AC-Neubauten „vergeben“ werden solange noch kein Trassennachweis für die DC-Korridore erfolgt ist. Im Zweifelsfall sollten bestehende, umzuwidmende AC-Trassen lieber für DC als für neues AC genutzt werden, insbesondere weil

- die DC-Leitungen für eine Funktionsfähigkeit insgesamt errichtet sein müssen, und daher die Erleichterung durch die Umnutzung bestehender Trassen hierfür genutzt werden sollte, wogegen die Einbuße durch einen verzögerten AC-Abschnitt nicht so gravierend ist;
- die DC-Korridore i.d.R. eine höhere Übertragungsleistung aufweisen als eine AC-Leitung;
- dann bei Verzögerungen an einer Stelle die Möglichkeit besteht, DC-Korridore an anderer Stelle stärker auszubauen, als es der NEP für 2022 vorsieht (d.h. Projekte aus dem Zeitraum 2023-2032 vorzuziehen), und damit einen Ausgleich für die anderswo Stelle wegfallende Nord-Süd-Transportkapazität zu schaffen.

Man sollte hier der Versuchung widerstehen, im Sinne „schneller Erfolge“ die bestehenden Trassen für diverse AC-Abschnitte zu „verschwenden“. Dazu unten (3.3).

1.6 Längere DC-Strecken

Der Leistungsaustausch auf der DC-Ebene ist räumlich zu erweitern (Verlängerung der DC-Korridore nach Norden und Süden, Durchbindung von DC-Systemen).

2. Zusätzlicher Bedarf

Für den internationalen Stromaustausch ist zusätzliche Vorsorge zu treffen, u.a. um Windschwankungen zwischen Ländern auszugleichen, vermehrt hydraulische Speicher in den Alpen zu nutzen und Solarenergie aus Südspanien oder der Sahara zu importieren.

Soweit bestehende europäische Planungen für den Zeitraum bis 2020 keine internationalen DC-Projekte vorsehen, ist dies kein Argument gegen derartige Projekte zu dem späteren Zeithorizont 2022.

Es muss auch vermieden werden, dass sich zwei Planungsebenen – also die europäische und die deutsche, oder die Planungen eines Nachbarlandes und Deutschlands – jeweils wechselseitig darauf berufen, die jeweils vorherige Planung habe bestimmte Projekte nicht berücksichtigt, mithin könnten sie auch in der eigenen Planung nicht den Nachbarn „vorgeschrieben“ werden.

Ggf. sind solche Erweiterungen mit dem Vermerk „vorbehaltlich internationaler Abstimmung“ im NEP darzustellen, jedenfalls als „Optionen“ zu sehen, die nicht verbaut werden sollten und die von der deutschen Planung jeweils wohlwollend begleitet werden.

2.1 „Desertec“

Mindestens eine hoch leistungsfähige DC-Verbindung sollte zur französischen Grenze projektiert werden, mit der Funktion einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung nach Spanien und/oder Marokko, um damit Solarstrom importieren zu können und auch einen Ausgleich von Schwankungen der Windverhältnisse insbesondere gegenüber Spanien vornehmen zu können.

Anmerkung: Wegen des chronischen Importüberschusses von Italien ist ein physikalischer Export von Solarstrom aus Tunesien/Libyen über Italien bis auf weiteres nicht zu erwarten, oder allenfalls über Sardinien/Korsika, was dann eine Führung westlich der Alpen ermöglichen würde.

2.2 DC-Übertragung Dänemark

Neben den DC-Übertragung mit Seekabeln nach Norwegen sollte auch eine DC-Verbindung auf dem Landweg nach Dänemark – mit perspektivischer Weiterführung über Schweden nach Norwegen – bis 2022 verwirklicht werden. Dies kann z.B. räumlich mit der Westküstenleitung (P25) zusammengefasst werden.

2.3 DC-Übertragung über Polen Richtung Rußland

Eine leistungsfähige Ost-West-Verbindung auf der DC-Ebene

- kann zusätzliches Windenergiepotential erschließen, beispielsweise aus den Steppenregionen um das Kaspische Meer für den mitteleuropäischen Bedarf,
- dient dem Ausgleich bei durchziehenden Tiefdruckgebieten (besonders sobald auch Polen und die osteuropäischen Länder mehr Windenergie nutzen) und
- nutzt die Zeitverschiebung und glättet damit unterschiedliche Bedarfsspitzen.

2.4 Technisch-räumliche Bauweise der transeuropäischen DC-Systeme

Die beschriebenen DC-Abschnitte sollten jeweils gemeinsame Anfangs- und Endpunkte und vergleichbare technische Daten haben. Dann können sie sowohl einzeln betrieben werden, aber auch mehrere Streckenabschnitte für eine größere Übertragungstrecke zusammengeschaltet werden. Dies gilt insbesondere für die drei Abschnitte Spanien/Marokko – Süddeutschland

(Rhein-Main/Neckar-Raum), Süddeutschland – Norddeutschland (Hamburger Raum) und Norddeutschland – Skandinavien.

Insbesondere sollten die folgenden Betriebszustände für ein DC-System von /nach Skandinavien und nach Südeuropa mit drei Abschnitten abgedeckt werden können (vereinfachte Darstellung):

- Starkwind Norddeutschland ohne Sonne in Süddeutschland:
Transport von Norddeutschland nach Süddeutschland (das südliche Ende der DC-Leitungen 1 und 11 im Kölner Raum gehört in dieser Darstellung gedanklich schon zu Süddeutschland, aber die anderen DC-Korridore würden sich besser für eine Durchbindung eignen).
- Starkwind Norddeutschland mit Sonne in Süddeutschland:
Transport von Norddeutschland nach Skandinavien (Pumpbetrieb), bei schwacher Last gleichzeitig von Süddeutschland nach Südeuropa. Alternativ Transport von Norddeutschland nach Südeuropa.
- Mittlere Windstärken Norddeutschland ohne Sonne in Süddeutschland:
Bei geringer Last Transport von Norddeutschland nach Süddeutschland. Bei starker Last Verbrauch des Norddeutschen Windstroms vor Ort, Transport von Skandinavien nach Süddeutschland.
- Schwachwind Norddeutschland mit Sonne in Süddeutschland:
Transport von Skandinavien nach Norddeutschland oder von Süddeutschland nach Norddeutschland oder von Südeuropa nach Norddeutschland, je nach übrigen Verhältnissen.
- Schwachwind Norddeutschland, zu wenig Sonne in Süddeutschland:
Transport von Skandinavien nach Norddeutschland und gleichzeitig von Südeuropa nach Süddeutschland. (Die Leitungsabschnitte werden mit mechanischen Schaltern getrennt) Wegen dem guten Wasserkraftaufkommen in Skandinavien (Norwegen) und den weiten Flächen zur Solarstromgewinnung in südlichen Ländern (mit Einbezug speicherfähiger solarthermischer Energienutzung) ist dies sicherlich der wichtigste Einsatzfall für die internationalen Leitungen und für deren Dimensionierung maßgeblich. Die anderen Einsatzmöglichkeiten ergeben sich gewissermaßen als „Abfallprodukt“.
- Innere Lastabdeckung jeweils in Nord- und Süddeutschland bzw. innerdeutscher Ausgleich durch die übrigen innerdeutschen Leitungen: Transport von Südeuropa nach Skandinavien (Pumpbetrieb) oder von Skandinavien nach Südeuropa.

Für sämtliche vorstehend beschriebene Betriebszustände wäre es ausreichend, an den Verknüpfungspunkten in Süddeutschland jeweils nur ein Umrichterwerk zu bauen. In Verbindung mit (im Wesentlichen) mechanischen Schaltern kann das jeweilige Umrichterwerk in Deutschland dann an den nördlichen oder südlichen Abschnitt geschaltet werden, oder auch der örtliche Umrichter von beiden DC-Leitungsabschnitten getrennt werden und die beiden DC-Abschnitte werden verbunden. Gegenüber drei getrennten DC-Verbindungen werden Konverterinvestitionen eingespart. Der Aufwand für einen echten Multiterminalbetrieb (gleichzeitige Ein- und Ausspeisung an einer elektrisch verbundenen DC-Leitung an drei oder mehr Stellen) würde damit vermieden. Auch die Netzumgebung der beiden Umrichterwerke in Süd- und Norddeutschland muss dann jeweils nur den Anforderungen dieses einen Umrichtersystems (z.B. Blindstrombedarf, Kurzschlußstrom) genügen, nicht dem von zwei Konvertern in/aus zwei Richtungen.

Nach hiesiger Einschätzung kommen für die vorstehenden transeuropäischen DC-Strecken nur thyristorgesteuerte, netzgeführte LCC-Systeme in Betracht, weil diese eine höhere Spannung und Übertragungsleistung je System ermöglichen und damit eine Übertragung über diese weiten Entfernungen mit mäßigen Verlusten ermöglichen. Um die beschriebene Kopplung von drei Systemabschnitten zu erreichen, muss dann auch ein innerdeutsches DC-System in

thyristorgeführter Bauweise ausgeführt werden. Hilfreich ist ein Gedankenexperiment, bei dem die beiden internationalen Strecken nach Südeuropa und nach Skandinavien zuerst gebaut würden: Dann würden für die später hinzukommende innerdeutsche Strecke lediglich die Freileitung und die mechanischen Schalter zusätzlich benötigt werden, aber kein zusätzliches Umrichterwerk. Mithin entstehen auch keine *zusätzlichen* Anforderungen an die Netzumgebung der Leitungsendpunkte durch den innerdeutschen Streckenanteil.

Solange die übrigen, nicht verkoppelten „deutschen“ DC-Strecken in VSC-DC-Technik gebaut werden, sollte jeweils ein thyristorgeführtes Umrichtersystem in Nord- und Süddeutschland wohl gut in das Netz integrierbar sein.

2.5 Alpine Pumpspeicherwerke

Im Plan sollte die Verlängerung eines Teils der geplanten innerdeutschen DC-Systeme zur österreichischen und schweizerischen Grenze dargestellt werden, mit der Funktion einer Weiterführung zu Speicherkraftwerken in den Alpen.

Ein substantieller Ausbau der Pumpspeicher-Leistung in den Alpen würde ohnehin auch dort einen Netzausbau erfordern, so dass dann die Chance genutzt werden sollte, auch diese Leitungen bei gleicher Leistung mit kleineren Abmessungen zu dimensionieren, wie es mit DC möglich ist.

Die Konverter- (Umrichter-) Leistung in Deutschland an den bisher angedachten südlichen Enden der DC-Strecken kann dann geringer ausfallen, d.h. ein Teil der Systeme würde Süddeutschland ohne angeschlossenen Konverter durchqueren. Eine Vorhaltung von zwei DC-Konvertern im südlichen Teil einer von Norddeutschland kommenden Übertragungsstrecke, einer in Süddeutschland und einer weiteren am Pumpspeicherwerk, um maximale Flexibilität bei der Stromverwendung zu haben, erscheint nicht erforderlich. Im Teillastbetrieb kann dann das jeweils günstigere Umrichterwerk für die Entnahme der Leistung ausgewählt werden.

Gemeinsamer Zweck dieser Verlängerungen der DC-Leitungen ist es auch, die niedrigeren Leitungsverluste von DC über eine möglichst lange Strecke zu nutzen. Bei voller Auslastung der DC-Korridore in Verbindung mit hohem Bedarf in Süddeutschland könnte in Folge des Verzichts auf weitere Konverterstationen in Süddeutschland kommen, dass ein Teil der mit DC übertragenen Leistung zunächst zum Konverter am Pumpspeicherwerk abfließt, dort in AC rückgewandelt und sofort in AC nach Deutschland zurückgegeben wird. Diese an sich suboptimal erscheinende Lösung ist aber günstiger als die Vorhaltung zusätzlicher Kapazitäten für seltene Betriebszustände.

2.6.1 Badische DC-Rheinschiene

Im Rahmen der Weiterführung zu ausbaufähigen Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz würde eine Verlängerung des Korridors A entlang des Rhein erfolgen. Damit könnte dann u.a. Windstrom aus Norddeutschland eingespeichert und die Energie bei Flaute nach Wahl in den Rhein-Main-Raum oder ins Ruhrgebiet zurückgegeben werden. Das Ausbauprojekt P49, das mit der „Anlandung der Fernübertragungsleitungen im Norden von Baden-Württemberg“ begründet wird, ist entsprechend umzustellen (S. 320). Stattdessen sollte nur eine der beiden Leitungen in der Badischen Rheinschiene in AC verstärkt werden, die andere Trasse für DC vorgehalten und vorbereitet werden.

2.6.2 DC-Korridor Bodensee

Ein zweiter DC-Korridor in die Alpen sollte zu einem Punkt an der Bundesgrenze östlich des Bodensees eingerichtet werden. Hier sind entsprechend in den Teilmaßnahmen M93, M94 des

Projekts P52 (Rommelsbach – Herberlingen - Bundesgrenze, Seite 325) und M37 von P51 (Seite 324) die Trassen anders zu nutzen (ggf. auch eine der östlicheren Maßnahmen des P51 zu modifizieren). Auch die auf S. 259 ff. beschriebenen, zum Startnetz zugerechneten Maßnahmen TNG-003, TNG 004 und TNG 005 und TNG 006 (vgl. S. 261) sind nach ihrer räumlichen Lage dafür geeignet, Teile eines DC-Korridors aufzunehmen und die Planung ist entsprechend zu adaptieren.

Ein Teil des Netzausbaus im weiteren Umfeld des Bodensees ist sicherlich auch wegen der Solareinspeisungen im Süden der beiden Bundesländer erforderlich. Falls dies auslegungsbestimmend ist, könnte das Südende einer DC-Leitung auch schon dort liegen, beispielsweise in Herberlingen, die Weiterführung für den Pumpbetrieb in den Alpen wäre dann in AC. Das südliche Ende der DC-Leitung 6 könnte nach Vöhringen verschoben werden, wo erst später (bis 2032) die Leitung 14 enden würde.

2.6 Reserven für Bauzeiten

Unklar ist, in welchem Umfang die Planungen Reserven beinhalten, die beim Umbau von Bestandsleitungen während der Bauzeit benötigt werden, um den Abgang der alten Leitungen auszugleichen. Die stichtagsbezogene Sichtweise, die das Baugeschehen nicht beschreibt, lässt erwarten, dass dies nicht der Fall ist. In der Schlußfolgerung würde dann 2022 eine Nord-Süd-Leitung zusätzlich benötigt werden, weil wenigstens eine andere Leitung wohl immer gerade im Umbau sein wird.

3. DC-Leitungen

3.1 Unschärfen und Überprüfungsbedarf darstellen

Bzgl. der technischen Bauweise sollte (bei einem Teil der Trassen) eine gewisse Öffnung erfolgen. Insbesondere sollte im Fall einiger Umbauten von Leitungen auf 380 kV AC geprüft werden, ob diese Trassen nicht stattdessen als DC-Leitung oder als kombinierte AC/DC-Leitung genutzt werden sollen. Die raumordnerischen Planungsschritte können trotzdem schon eingeleitet werden, die endgültige Entscheidung über die technische Bauweise der jeweiligen Trasse kann dann in einer Fortschreibung des NEPs erfolgen.

In der Darstellung der Maßnahmen des NEP könnte dafür die Kategorie aufgenommen werden „AC, DC oder AC/DC, nach näherer Prüfung“.

Eine Festlegung fast sämtlicher DC-Korridore auf neue Trassen und der umzugestaltenden AC-Korridore auf AC ist abzulehnen!

3.2 DC-Leitungen: Verlängerung im Norden

Ein Teil der DC-Leitungen an Land sollte in direkter Fortführung der DC-Leitungen von Offshore-Windparks verwirklicht werden. Dies würde eine zweifache Umrichtung in Küstennähe ersparen und damit würden nur zwei Konverter benötigt (Offshore und in Süddeutschland) statt vier.

In Brunsbüttel bzw. Wilster könnte wohl eine unmittelbare Durchbindung von DC-Leitungen erfolgen: Hier wäre nach vorliegendem Konzept die Umwandlung von DC (von offshore-Plattformen kommend) zu AC und von AC in DC (zu den DC-Korridoren) praktisch nebeneinander vorgesehen. In Niedersachsen käme es ggf. zu einer partiellen Umwidmung von geplanten AC-Streckenabschnitten auf DC, um denselben Effekt zu erreichen.

Vorzugsweise könnten dafür DC-Offshore-Anbindungen verwendet werden, bei denen zwei Systeme offshore am selben Punkt beginnen bzw. dort AC-seitig verbunden sind, die dann

zusammen nur über einen DC-Konverter im Küstenraum und einen in Süddeutschland verfügen würden. Die Bauweise sollte ermöglichen, dass im Teillastbetrieb bis 50% wahlweise das an der Küsten endende System oder das nach Süddeutschland führende DC-System (bzw. der entsprechende Konverter) genutzt wird. Für die Offshore-Kabelstrecke sollte vorzugsweise die Möglichkeit geschaffen werden, bei Nutzung nur eines DC-Konverter trotzdem beide Seekabel parallel zu betreiben. Evtl. sind auch weitere schaltungstechnische Kombinationen möglich, die ebenfalls den Aufwand begrenzen und nach Wahl eine Entnahme im Küstenraum ermöglichen.

Dass bei dieser Bauweise bei Vollastbetrieb für einen Teil der Offshore-Leistung wegen begrenzter Umrichterleistung in Küstennähe nur der Weg nach Süddeutschland zur Verfügung stünde, muss kein Nachteil sein, denn bei Vollast der Offshore-Parks liegt regelmäßig auch eine starke Einspeisung aus Onshore-Windenergie im Küstenraum vor, so dass ein Teil der Leistung ohnehin nach Süden geführt wird.

Eine ebenfalls mögliche Bauweise wären drei Konverter an einer Übertragungstrecke (Offshore., im Küstenraum und in Süddeutschland), von denen jeweils zwei gleichzeitig genutzt würden (also kein echter Multiterminal-Betrieb). Damit wäre eine Übertragung Offshore – Küste, Offshore- Süddeutschland, Küste – Süddeutschland und Süddeutschland – Küste möglich (ggf. mit Sonderlösung für den Eigenverbrauch der Offshore-Windparks bei Flaute). Dies würde zwar nur einen der vier Konverter einsparen, aber immerhin, und es belässt mehr Betriebsvarianten. Diese Bauweise wäre auch die einzige Möglichkeit für den Fall, dass die DC-Strecken an Land noch nicht verfügbar sind, wenn bereits zusätzliche Offshore-Anbindungen benötigt werden.

An der Tatsache, dass die Offshore-Anbindungspläne und Festlands-NEP getrennt aufgestellt werden, dürfen sparsame Lösungen für die Konverter jedenfalls nicht scheitern.

Dass höher leistungsfähige VSC-Konverter bei Inbetriebnahme der ersten offshore-Anbindungen noch nicht zur Verfügung stehen, ist kein Nachteil, denn die ersten offshore-Anbindungen müssen mangels Fertigstellung der DC-Korridore ohnehin an der Küste in AC gewandelt werden. Später sollten dann sowohl leistungsfähige Offshore-Konverter wie die DC-Korridore an Land verfügbar sein.

3.3 Führung der DC-Korridore in bestehenden Trassen

Die DC-Korridore sind für die Versorgung der süddeutschen Verbraucher mit Strom aus Norddeutschland und von der Nordsee besonders wichtig. Um höhere Errichtungsrisiken für die DC-Leitungen zu vermeiden, sollte ein Teil der Trassen mit abzubauenen AC-Leitungen (oft 220 kV) für die Gleichstromübertragung genutzt werden. Jedenfalls ist eine „Blockierung“ dieser Trassen mit neuen AC-Leitungen zu vermeiden, bis die Trassierung der DC-Korridore gewährleistet ist.

- Beispielsweise sollte die Trasse der Maßnahme P34 vorsorglich auch für die DC-Verbindung 10 (Korridor D) freigehalten werden, bzw. von Anfang an eine kombinierte Nutzung der dann zu erweiternden Trasse bzw. Mastform vorgesehen werden.
- Entsprechendes gilt für die Stecken AMP 001 (Seite 185, St. Hülfe-Wehrendorf), AMP-010 (Seite 199, nur der Anteil Wehrendorf-Gütersloh), P30 (Uentrop-Krückel), AMP-022 (S. 223, Kruckel-Dauersberg) AMP-004 (Seite 191, Dauersberg-Hünfelden) – mögliche Teile des Korridors B,
- für AMP 009 (S. 197) und AMP-014 (S. 207) – beides mögliche Teile des Korridors A, und für
- P24 (S. 289, Dollern-Landsbergen), der Südteil von TTG-006 (Seite 239, Hardagsen-Mecklar), P 43 (S. 312, Mecklar – Grafenheinfeld), und P 48 (Grafenheinfeld-Großgartach bzw. –Goldshöfe) als Teil des Korridors C; auch der Südteil des Korridors C (Teilprojekt 14 – Planhorizont 2032) liegt in einer Maßnahme des Startnetzes.

- Ein DC-Ausbau von Teilen der Projekte P39 (S. 308, Weiden-Remptendorf) und P46 (S. 314, Redwitz-Schwandorf) bzw. P53 könnte zudem Funktionen des Korridors D übernehmen (wenngleich dann mit geänderten südlichem Endpunkt, der dann vorzugsweise im Münchener Norden sein könnte).

Insbesondere für den besonders wichtigen Korridor C könnte damit ganz überwiegend eine Trassierung in bereits genutzten Trassen erreicht werden. In Einzelfall wird eine Abwägung erforderlich sein, ob eine an sich geplante 380-Leitung in diesem Verlauf dann unbedingt zusätzlich benötigt wird.

Wahrscheinlich ist eine vorrangige Umwandlung von Bestandstrassen in DC-Korridore schon aus zeitlichen Gründen unausweichlich: Zusätzliche Übertragungskapazitäten müssen bereits innerhalb des Zeitraums bis 2022 geschaffen werden, nicht erst per 2022. Ein Trassenumbau lässt sich schneller bewerkstelligen als eine Neutrassierung. Wenn dann beispielsweise die Aussicht besteht, bis 2018 auf einer Altrasse entweder eine AC-Leitung oder eine DC-Leitung zu errichten, die AC-Leitung aber nicht den bereits 2018 erreichten Bedürfnissen genügt, bliebe gar keine andere Wahl als eine Ausführung mit DC mit höherer Übertragungsleistung. Die zusätzlich bzw. nach wie vor benötigte AC-Leitung müsste dann bis spätestens 2022 auf neuer Trasse errichtet werden.

Dieser Aspekt unterstreicht auch die Notwendigkeit einer Zeitplanung (siehe unten).

3.4 DC als gemischte Lösung (VSC, Thyristoren)

Offenbar haben die Untersuchungen ergeben, dass eine Ausführung sämtlicher DC-Leitungen in thyristorgeführter Bauweise nicht möglich wäre. Dass aber keine der insgesamt 15 VCS-DC-Leitungen auch vorteilhaft durch eine thyristorgeführter Bauweise ersetzt werden könnte, wie sie weltweit Stand der Technik für DC-Leitungen ist, wäre allerdings sehr überraschend.

Attraktiv wäre dabei insbesondere die Möglichkeit, bis zu drei VSC-Systeme durch ein leistungsstärkeres, konventionelles DC-System zu ersetzen, und somit den Bedarf an Trassen zu reduzieren. Die eingeschränkten Möglichkeiten des Teillastbetriebes und des Transports in Gegenrichtung als Nachteile der thyristorgeführten DC relativieren sich, wenn solche Aufgaben durch die übrigen VSD-DC-Leitungen übernommen werden können und die thyristorgeführte Leitung nur bei dem Teil der Lastsituationen zum Einsatz kommen muss, wo sie ihre Vorteile ausspielen kann. Vielleicht können auch ausrangierte Synchrongeneratoren von Kernkraftwerken eine neue Funktion als Phasenschieber erhalten.

Der Ersatz von drei bis sechs VSC-DC-Systemen durch ein oder zwei thyristorgeführte Systeme (im Zielnetz 2032) würde vermutlich zu nennenswerten Kosteneinsparungen führen. Außerdem gibt dies eine gewisse Unabhängigkeit gegenüber Lieferengpässen bei VCS-Bauteilen und der Preispolitik der Systemanbieter.

Dies bietet sich auch bei einer rein innerdeutschen DC-Lösung an. Im Zusammenhang mit einer transeuropäischen DC-Übertragung (Abschnitt 2.5) ergeben sich weitere Vorteile.

4. Darstellung, Begründung und Bedarfsnachweis verbessern

In der Gesellschaft besteht eine gewisse Skepsis, ob die geplanten Leitungen wirklich benötigt werden, oder ob hier gleichfalls ein Luxusausbau vorgesehen wird. Möglicherweise spielen relativ restriktive Vorgaben im Kraftwerkseinsatz eine Rolle für einen Teil des Leitungsbedarfs. Eine volle Auslastung der DC-Systeme wird jedenfalls nur für relativ kurze Zeit im Jahr erreicht.

Selbst wenn die Planung jedoch für 2022 noch großzügig bemessen sein sollte, so werden jedoch (diese) Leitungen wohl spätestens bis 2032 umso dringlicher benötigt. Dieser Umstand sollte auch im Bedarfsnachweis für die Allgemeinheit ausgenutzt werden.

4.1 Planungsabsichten veranschaulichen

Der Begriff der „DC-Korridore“ könnte große Besorgnisse wecken, dass hier riesige Trassenschneisen mit einer Vielzahl von nebeneinander zu errichtenden Freileitungen benötigt würden. Dem soll durch eine Darstellung typischer Mastdimensionen begegnet werden. Das gilt insbesondere für die DC-Leitungen, für deren Abmessungen keine Erfahrungswerte vorausgesetzt werden können. Insbesondere für den Korridor C mit 12 GW Leistung und sechs DC-Systemen stellt sich die Frage, ob die Größenordnung einer 380 kV-Vierfachleitung hierfür ausreichend wäre, oder ob wesentlich größere Abmessungen benötigt werden.

Bei den AC-Neubauten in bestehender Trasse wäre eine deutlichere Darstellung des bisherigen und des geplanten Zustands wünschenswert. Handelt es sich z.B. um eine größere Zahl der Systeme oder lediglich um eine Spannungsanhebung oder Querschnittsmehrung? Lediglich bei geplanter Umbeseilung ist der Unterschied nachvollziehbar. Laut Kostentabelle scheinen allerdings keine 380 kV-Vierfachleitungen vorgesehen zu sein.

4.2 Vorliegende Berechnungen – zusätzliche Angaben zu „Must-Run“-Einheiten

Zu den „Must-Run“-Einheiten (S. 46) sind zusätzliche Darstellungen erforderlich, insbesondere, soweit sich diese im Norden der DC-Strecken befinden.

Dazulegen ist, inwieweit die folgenden Maßnahmen ergriffen bzw. modelliert worden sind, um die Anforderungen an den Netzausbau durch „must-run“-Kapazitäten zu begrenzen:

- Thermische Speicher an wärmegeführten Kraftwerken
- Widerstandsheizungen an wärmegeführten Kraftwerken
- Übernahme von Regelanforderungen durch erneuerbare Energien, beispielsweise durch anteilige Drosselung von EE-Kraftwerken in Situationen mit hohem Erzeugungsanteil (z.B. viel Wind- wenig Last), um damit an der Primärregelung teilzunehmen
- Abschaltung von EE-Kraftwerken in Situationen mit negativen Strompreisen
- Frühzeitige Abschaltung von thermischen Kraftwerken, wenn es im Lastprofil sonst zu Situationen kommt, in denen sie als „must-run“-Leistung zählen würden.

In welchem Umfang entfällt die „must-run“-Eigenschaft auf Erfordernisse der Netzstabilisierung, der begrenzten Abregelbarkeit der Kraftwerke und die wärmegeführte Erzeugung?

Es scheint, dass nicht die Möglichkeit modelliert wurde, bei einem Überschuss erneuerbarer Energien (in Norddeutschland) wärmegeführte KWK-Kraftwerke abzuschalten und die Wärmeerzeugung stattdessen durch Widerstandsheizungen vorzunehmen. Dies würde jedenfalls „Dumped Energy“ auf der Ebene der Erneuerbaren vermeiden und bei den KWK-Einheiten den Brennstoffeinsatz mindern, des weiteren könnte das Zu- und Abschalten der Widerstandsheizungen zur Systemregelung beitragen und damit auch diesbezüglich „must-run“-Einheiten ersetzen.

4.3 Vorliegende Berechnungen - zusätzliche Angaben zur „Dumped Energy“

4.3.1 Der Begriff der Dumped Energy wird lediglich auf die erneuerbaren Energien bezogen. Es wird nicht eindeutig ausgesagt, inwiefern auch thermische Kraftwerke von Einschränkungen betroffen sind.

- Erkennbar ist lediglich, dass thermische Kraftwerke infolge der Marktverhältnisse und der Merit Order wenig eingesetzt werden, wenn mehr erneuerbare Leistung in den Markt drängt.
- Gibt es gemäß den Modellberechnungen auch zwangsweise Abschaltungen für thermische Kraftwerke infolge von Leitungsengpässen?
- Wird der Betrieb von thermischen Kraftwerken im Modell durch die Transportkosten zwischen Nord- und Süddeutschland beeinflusst, d.h. gibt es unterschiedliche Strompreise (oder vergleichbare Instrumente), die die elektrischen Leitungsverluste (im Teillastbetrieb der Nord-Süd-Leitungen) oder die Kapitalkosten (insbesondere im Vollastbetrieb der Nord-Süd-Leitungen bzw. bei Engpassituationen) widerspiegeln?

Falls nein, sollte für die Zeiten mit Vollastbetrieb der Nord-Süd-Leitungen eine ergänzende Berechnung vorgenommen werden, bei der die Kapitalkosten der Leitungen nebst Kosten für elektrische Verluste auf diese Zeiten und Energiemengen umgelegt werden, und in dieser Höhe eine Preisdifferenz angenommen wird. Diese Preisdifferenz soll sodann in eine modifizierte Merit Order eingestellt werden, so dass sich insoweit die (meist norddeutschen) Kraftwerke am einspeisenden Ende der DC-Leitungen relativ verteuern. Es wird also gewissermaßen ein getrennter Teilmarkt für Norddeutschland gebildet bzw. eine vereinfachte Form des nodal pricing modelliert. Mit dieser modifizierten Merit Order sind die Betriebsverhältnisse der Kraftwerke neu zu berechnen. Es ist anzugeben, in welchem Umfang sich dadurch Verschiebungen im Kraftwerkseinsatz und somit Entlastungen der Nord-Süd-Leitungen ergeben (würden).

Sollte dies größere Entlastungen zur Folge haben, könnte der Umfang der Ausbaumaßnahmen reduziert werden bzw. die Differenz als Reserve für andere Unwägbarkeiten ausgewiesen werden.

4.3.2 Der zweite Absatz von 4.2.4 auf S. 63 erweckt den Anschein, dass die Dumped Energy stets aus Restriktionen im Verhältnis von Erzeugung und Verbrauch resultiert, nie aus Netzengpässen. Trifft das zu? Dies wäre wenigstens nach den allgemeinen Erfahrungen überraschend. Es stellte sich dann auch die Frage, ob ein wirtschaftlicher Netzausbau nicht auch gelegentlich netzbedingte „Dumped Energy“ zur Folge hätte, bzw. ob ein Netzausbau, mit dem auch die „letzte“ MWh übertragen werden kann, unwirtschaftlich wäre.

Im mittleren Szenario B 2022 kann 0,1% der potentiellen Leistung der Erneuerbaren nicht zu Verbrauchern gebracht werden, in den Szenarien C 222 und B 2032 trifft es 1,5% des Erneuerbaren-Potentials. Dies erscheint wenig. Es könnte aber mit einem größerer Prozentsatz für norddeutsche Windenergie einhergehen, wenn die Abschaltungen sich dort regional konzentrieren. Auch wenn zu einem bestimmten Zeitpunkt die Einschränkungen in einer Region modellgemäß gleichmäßig auf die Energieträger (außer Biomasse) verteilt werden, sind diese natürlich mit einem unterschiedlichen Anteil ihres Erzeugungspotentials in diesen Engpassstunden vertreten und damit auch in einer Region im Jahresmittel unterschiedlich betroffen.

Darzustellen ist daher eine Aufschlüsselung nach Erzeugungsregionen *und* Energieträgern. Es ist anzunehmen, dass besonders für die Onshore-Windenergie in Norddeutschland höhere Anteile der Dumped Energy ausgewiesen werden.

4.3.3 Unklar ist, inwieweit von zusätzlichen Einschränkungen durch Erzeugungsmanagement auf der Verteilungsnetzebene ausgegangen wird, und ob solche Einbußen noch zu den ausgewiesenen Prozentsätzen hinzukommen. Andererseits könnte Erzeugungsmanagement auf der Verteilungsnetzebene dazu führen, dass von vorneherein weniger Leistung die Übertragungsnetze erreicht, und damit der Leistungsfluss bzw. Dumped Energy auf der übergelagerten Ebene reduziert wird.

4.4 Vorliegende Berechnungen – zusätzliche Darstellung zur Versorgungssituation bei unterschiedlichen Auslastungen der DC-Korridore

Auf Seite 140 und 142 sind die Auslastungsdauerlinien der DC-Korridore dargestellt.

Diese Darstellungen sollten um folgende Angaben ergänzt werden (jeweils für die Betriebsverhältnisse für die Punkte entlang der Dauerganglinie und für südliche Transportrichtung):

- Zusammengefasste Dauerganglinie der vier Korridore;
- Anteil der Betriebsstunden mit nördlicher bzw. südlicher Transportrichtung in den Korridoren (für die zusammengefasste Dauerlinie wäre theoretisch auch ein gegenläufiger Transport denkbar);
- Erzeugungssituation in den Landesteilen nördlich der DC-Korridore, sortiert nach der Dauerganglinie der vier Korridore:
Hierfür sollte eine Abgrenzung etwa 50 km südlich der schrägen Linie Wehrendorf (Osnabrück) – Lauchstädt (Thüringen) gebildet werden. Dargestellt würde z.B. wie sich bei Vollaustattung der DC-Leitungen die Erzeugung nördlich dieser Linie im Mittel auf verschiedene Energieträger bzw. Kraftwerkstypen verteilt.
Für Punkte der Dauerganglinien mit Teillast der DC-Leitungen wird entsprechend verfahren. Nachdem einzelne Stunden des Jahres recht unterschiedliche Verhältnisse aufweisen, die in der nach der Auslastung sortierten Dauerganglinie aber nebeneinander angeordnet werden, ist dabei eine gewisse Glättung in der Darstellung erforderlich (z.B. Mittelwertbildung über 50 bis 100 „benachbarte“ Stunden mit ähnlicher Auslastung der DC-Leitungen).
Diese Darstellung sollte für die vier Korridore getrennt und für die zusammengefasste Dauerlinie erfolgen. Bei der thermischen Erzeugung ist darzustellen, ob es sich um „must-run“-Erzeugung handelt, und diese ist in Erfordernisse der Netzstabilisierung, der begrenzten Abregelbarkeit der Kraftwerke und die wärmegeführte Erzeugung zu unterscheiden.
- Verbrauch und Stromhandel in den Landesteilen nördlich der DC-Korridore.
- Spotmarkt-Strompreis (ggf. differenziert zwischen Gebieten südlich und nördlich der DC-Strecken).
- Leistungsbilanz auf der Summe der AC-Leitungen, die die genannte Trennlinie nach Norddeutschland queren, zu den entsprechenden Zeiten (Sortierung nach der Dauerganglinie ähnlich wie für die Erzeugung). Es ist anzunehmen, dass die DC-Trassen einen deutlich größeren Anteil am gesamten Transportvolumen übernehmen, also wesentlich wichtiger sind; dies würde in dieser Darstellung deutlich werden.
Für die Teile der Dauerganglinien, in denen die DC-Leitungen voll ausgelastet sind, könnte eine weitere Sortierung der Stunden sinnvollerweise nach dem Leistungsfluss auf den AC-Leitungen erfolgen. Dies ist auch deshalb eine wichtige Aussage, weil dann besser erkannt werden kann, (a) ob es Zeiten gibt, in denen die DC-Korridore zwar mit Volllast betrieben werden, aber die AC-Leitungen schon entlastet wurden und (b) wie lange beide Netzbereiche „am Anschlag“ betrieben werden. Soweit zwar die DC-

Leitungen ausgelastet sind, aber die AC-Leitungen noch Reserven aufweisen, wäre ja eine Leistungseinschränkung der DC-Leitungen nicht so folgenreich (hätte vielleicht nur höhere Leitungsverluste im AC zur Folge) wie wenn ein echter Engpass entstehen würde.

- Ausmaß der „Dumped Energy“

Bei nördlicher Transportrichtung können ggf. entsprechende Angaben für die südliche Erzeugungssituation gemacht werden, es wird allerdings angenommen, dass diese Richtung nicht so häufig vorkommt und jedenfalls nicht bei voller Auslastung der Korridore.

Besonders wichtig wäre dabei die Erkenntnis, inwieweit in den Betriebssituationen mit voller Auslastung der DC-Leitungen noch nennenswerte thermische Erzeugung nördlich der Abgrenzungslinie vorkommen, denn dies würde bedeuten, dass die Vorhaltung der entsprechenden DC-Kapazitäten (auch) durch diese Erzeugung geprägt wird.

Nachdem eine Vollausslastung nur in etwa 10% der Zeit des Jahres gegeben ist, und dies vermutlich vor allem Situationen mit starker Windenergieerzeugung betrifft, in denen dann tendenziell niedrigere Strompreise vorherrschen, stellt sich natürlich die Frage, ob es auch wirtschaftlich ist, diese Strommengen nutzbar zu machen, oder ob auf die „letzte“ Leitung verzichtet und der Umfang der Dumped Energy erhöht werden kann.

Diese Angaben müssten in den bisherigen Netzberechnungen im Grunde ermittelt worden sein und brauchen daher nur noch den entsprechenden Berechnungsergebnissen entnommen und zusammengestellt werden.

4.5 Ölkraftwerke

Die Darstellung auf Seite 65 enthält eine sehr hohe Zahl von 2056 Vollaustunden für Ölgefeuerte Kraftwerke in 2032 – dies ist erklärungsbedürftig.

4.6 zusätzliche Untersuchungen: Bedarfssituation in einem ggf. „erleichterten“ Szenario 2032 B mit den Leitungen aus 2022

In einer besonderen Vergleichsrechnung sollte die Erforderlichkeit der geplanten Leitungen unter einem anspruchsvolleren Szenario aufgezeigt werden (Mit „Leitungen“ werden hier vereinfachend sämtliche geplanten Netzverstärkungsmaßnahmen bezeichnet). Vorgeschlagen wird, in dieser Vergleichsrechnung die für 2022 geplanten Leitungen im Grundsatz mit dem Kraftwerkspark und Verbrauch (und somit dem Transportbedarf) des Szenarios B für 2032 (!) zu kombinieren.

Sicherlich ist dies kein Ziel der Planung. Es gibt aber zusätzliche Sicherheit für die Planung, wenn (als mögliches Ergebnis dieser Berechnung) gezeigt würde, dass die geplanten Leitungen nicht von ökonomischen Belangen wie dem Stromhandel oder der wirtschaftlichen Einsatzplanung thermischer Kraftwerke bestimmt werden, sondern sie – spätestens 2032 - für die Versorgung essentiell werden.

Als weitere Modifikationen des (Erzeugungs- / Bedarfs-) Szenarios 2032 B sollten folgende, die Anforderungen mindernde Annahmen berücksichtigt werden (soweit das nicht bereits der Fall ist):

- Keine/weniger „must-run“ Einheiten; insbesondere (a) bei wärmegeführten Kraftwerken Ausgleich durch Wärmespeicher und Installation von Widerstandsheizungen entsprechend der elektrischen Leistung des Kraftwerks (sofern dessen Stromproduktion in den relevanten Betriebssituationen abgeschaltet werden kann; sonst das doppelte dieser elektrischen Leistung) und (b) bei regelungstechnisch bedingten „must-run“-Kraftwerken (falls vorkommend) Ersatz durch regenerative Regenergie (soweit zum jeweiligen Zeitpunkt eine

hohe Bedarfsdeckung durch erneuerbare vorliegt; das dürfte aber in allen „must-run“-Situationen der Fall sein).

- Keine Braunkohle mehr in Ostdeutschland, stattdessen „Desertec-Stromimporte“ von Südwesten.
- Mehr Koppelleitungen mit anderen Ländern.
- Zeitabhängigkeit der Erneuerbaren-Energien-Erzeugung in anderen Ländern einbeziehen.
- Erneuerbare und konventionell-thermische Kraftwerke werden methodisch gleichgestellt, jedoch sind Wind/Solar ganz vorne in merit order (da Grenzkosten von praktisch null), aber ohne Modellierung eines weitergehendes Einspeisungsvorrangs.
- Einführung einer Preisdifferenzierung zwischen Überschuss- und Defizitregionen innerhalb Deutschlands in Abhängigkeit von der Auslastung der Leitungen, wobei die Preisdifferenzierung (1) sich in Zeiten mit moderaten Transportaufgaben an den zusätzlichen elektrischen Verlustkosten orientieren soll (ggf. in pauschalierender, vereinfachter Weise eine Unterscheidung zwischen Nord- und Süddeutschland), (2) bei Netzengpässen weitergehende Engpasspreise erhoben bzw. Preisdifferenzierungen entsprechend der Knappheit vorgenommen werden, und die Summe der Vergütungen bei teilweiser und Vollauslastung der DC-Leitungen möglichst eine Amortisation dieser Leitungen aus den Preisdifferenzen erlauben soll; im Ergebnis differenzieren sich auch ein evtl. Demand-Side-Management und die Dispatch-Reihenfolge (nach Merit-order) nach Nord- und Süddeutschland.
- Keine methodisch abweichende Berücksichtigung des Transportbedarfs des internationalen Stromhandels gegenüber der Modellierung der inländischen Transporte.
- Neubau (insbesondere von Gaskraftwerken) verbrauchernah in den „Defizitregionen“, also vorrangig im Süden und ggf. zusätzlich zu bisherigen Annahmen (wenn zum Ausgleich von fehlenden Leitungen in den Defizitregionen erforderlich).
- Zusätzliche Energiespeicher als Teil des Modells, wie insbesondere druckluftbetriebene Speicher, Batteriespeicher, Umwandlung Elektrizität in Gas: Nachdem die technische Entwicklung insofern offen ist, könnte hier in der Modellierung ein relativ breite Vielfalt von ruhig großzügig bemessenen Speichern (sowohl in Nähe der Erzeugungsschwerpunkte wie bei den Verbrauchsschwerpunkten) additiv angenommen werden, die ja jeweils ihre spezifischen Vor- und Nachteile haben. Die Berechnung würde dann zum einen zeigen, mit welchen energetischen Verlusten und mit welchen wirtschaftlichen Einnahmen die Speicher betrieben werden können, inkl. Zahl der Zyklen im Jahresverlauf, und würde damit auch klarstellen, ob diese Speicher nennenswert dazu beitragen können, den Nord-Süd-Transportbedarf zu vergleichmäßigen und damit Leitungskapazitäten einzusparen. Für die Zeiten der Entladung von Speichern in Erzeugernähe und Weiterführung über Fernleitungen könnten ggf. die zusätzlichen Übertragungsverluste in diesen Zeiten (gegenüber dem Fall ohne Speicher) angegeben werden. Soweit in der Öffentlichkeit zu große Erwartungen an die mit Speichern erzielbaren Vorteile hegt, würde dieses Szenario ggf. aufzeigen, dass auch mit Speichern die (2022er) Leitungen (spätestens 2032) unbedingt benötigt werden.

Für diese Betriebssituation, die natürlich nicht als Zielstellung für 2032 vorgeschlagen wird, sollten sodann u.a. die Kraftwerkseinsätze und die Stromflüsse analog zu den bisherigen Berechnungen ermittelt werden. Die Darstellungen für die Auslastung der vier DC-Korridore sollen in der obenstehend für 2022 vorgeschlagenen Weise auch für diese Kombinationsberechnung vorgenommen werden.

Erwartungsgemäß wird der modellierte Kraftwerkseinsatz dann nicht mehr der Merit Order folgen und es käme in beträchtlichem Umfang zu Zwangsabschaltungen bei der erneuerbaren Energienutzung. Andererseits würden dann Wind- und Solarparks in beträchtlichem Maße

Regelungsaufgaben übernehmen – negative Regelenergie im Fall Erzeugungsmanagement und positive Regelenergie, wenn die Einschränkungen wieder aufgehoben oder gelockert würden -, was ggf. bei den „must-run“ Kapazitäten berücksichtigt werden kann.

Soweit die thermischen Kraftwerkskapazitäten dafür ausreichen, können sodann die Mehrkosten auf der Erzeugungsseite und die Mehremissionen durch die fehlenden Leitungen (d.h. die zusätzlichen Leitungen des Szenarios 2032 B) unschwer ermittelt werden. Des Weiteren können die zusätzlichen Übertragungsverluste entlang der Leitungen angegeben und bewertet werden. Soweit noch eine Bedarfslücke verbleibt, könnte man (a) angeben, in welchem Umfang ggf. Stromabschaltungen und (sanftere Formen des) Demand Side management ins Haus stehen oder (b) Kosten für zusätzliche Gaskraftwerke (einschließlich der Fixkosten ihrer Vorhaltung) anfallen (würden), die eine Bedarfsdeckung verbrauchernah gewährleisten.

Wenn auf diese Weise gezeigt wird, dass die zusätzlichen Leitungen (bis 2032) dringend benötigt werden, kann man daraus unschwer schließen, dass die Leitungen der 2022er Planung (im Jahr 2032) umso mehr gebraucht werden, oder sehr hohe anderweitige Kosten vermeiden, hätten sie insoweit eine zusätzliche „Feuertaufe“ bestanden.

Die Analyse für den 2032er Kraftwerkspark und Transportbedarf ist auch für die (2022er) Leitungen ein relevantes Entscheidungskriterium, denn natürlich werden diese nicht nur deshalb gebaut, weil es im Jahr 2022 einen Bedarf gibt, sondern weil ein Bedarf über große Strecken ihrer technischen Lebensdauer erwartet wird. Das Jahr 2032 stellt in diesem Sinne nur eine „Wegmarke“ ihrer Nutzungsdauer dar.

Anmerkung: Soweit die Vorstellung besteht, dass die vorstehenden Abweichungen von dem Szenariorahmen nicht Grundlage von Berechnungen werden sollen, kann die Kombination von Lastfluss 2022 B mit Netz 2032 ersatzweise mit der ursprünglichen Szenario 2032 B vorgenommen werden. Eine Kombination des Szenarios 2032 B mit dem Netzausbauzustand 2022 B widerspricht nicht der mehrstufigen Vorgehensweise mit bereits feststehenden Vorgaben aus dem Szenariorahmen, weil ja die 2022er Leitungen ihre Rechtfertigung für eine längere Betriebsdauer nachweisen sollten, nicht nur für eine Jahr, und hierfür steht eben die Situation zehn Jahre später als abgestimmtes Szenario zur Verfügung.

Wegen der bekannten Kritik am Umfang des Netzausbaus wäre es aber für die Überzeugung der Bevölkerung viel hilfreicher, wenn das betriebliche Szenario 2032 mit gewissen Entlastungen (wie z.B. Speichern) verknüpft wird.

4.7 Zusätzliche Berechnung mit Sensitivitätsanalyse zur Verzögerung neuer Nord-Süd-Leitungen

Weiterhin sollte zusätzlich in einer Sensibilitätsanalyse je eine der 2022er DC-Leitungen weggelassen und analysiert werden, welche Folgen entstehen, wenn Versorgungsvorsorge gegenüber Störungen (n-1 Prinzip) grundsätzlich beibehalten wird (also Ermittlung des Redispatch, welche Zusatzkosten entstehen durch Wechsel auf teurere Kraftwerke, welcher Umfang der netzbedingten Einschränkungen bei konventionellen Energien usw., jeweils für 2022er Versorgungssituation, Modell B)

4.8 Abgrenzung

Die vorstehend geforderten zusätzlichen Auswertungen bzw. Ergebnisdarstellungen der vorliegenden Berechnungen sollten in dem aktuell erstellten NEP in dessen Endfassung aufgenommen werden. Die hier als zusätzliche Berechnungen geforderten neuen Modellierungen (insbesondere die Kombination 2032er Transportbedarf mit 2022er Zielnetz) können auch erst in der nächsten Fassung des NEP berücksichtigt werden, soweit die aus zeitlichen Gründen unumgänglich ist.

5. Zeitdruck und Konsequenzen

Weil die Umsetzung neuer Planungen im Netzbereich kaum weniger als 10 Jahre dauert, müsste für alle Projekte, die bis 2022 benötigt werden, unverzüglich und praktisch gleichzeitig die Planung begonnen werden, und sie dann auch parallel fortgeführt und dann in wenigen Jahren vor 2022, also fast gleichzeitig fertiggestellt werden. Auch wenn schon jetzt Zweifel bestehen, ob das gelingt, so sieht man doch: Der hohe Zeitdruck erfordert es, intensiv Maßnahmen gegen Verzögerungen zu ergreifen.

5.1 Vorgehensweise als Teil der Planung

Im vorliegenden Entwurf des NEP wird eingangs das Verfahren für die Aufstellung des Netzentwicklungsplans selbst dargestellt. Der Entwurf des NEP beschränkt sich im Weiteren jedoch im Wesentlichen auf die Darstellung der technischen Investitionsmaßnahmen, also des gewünschten baulichen Ergebnisses (neue Leitungen, neue Konverter und dergl.). Das kann man wohl mit dem im Gesetz ebenfalls verwendeten Begriff „Netzausbaumaßnahmen“ gleichsetzen.

Nicht dargestellt werden im NEP-Entwurf dagegen die Vorgehensweise und der Prozess, wie zu diesem baulichen Ergebnis gekommen werden soll. Es wird auch kein Zeitplan vorgelegt (weder für die Planungen noch für die Baumaßnahmen), sondern lediglich der Endzeitpunkt der Fertigstellung der letzten Netzausbaumaßnahme (2022) angegeben.

In §12 a EnWG werden die Aufgaben eines NEP jedoch weiter gesteckt. Es heißt dort:

*„Der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan muss **alle wirksamen Maßnahmen** zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“*

Der Begriff „*alle wirksamen Maßnahmen*“ beinhaltet also auch die für die Bauvorbereitung und für den Bau von Netzausbaumaßnahmen notwendigen Maßnahmen und insbesondere Planungsschritte der verschiedenen Handelnden, wie u.a.

- Übertragungsnetzbetreiber,
- Planer, Gutachter,
- Gebietskörperschaften,
- Bundesnetzagentur,
- Justiz,
- Baufirmen, Lieferanten von Komponenten

Weitere Erfordernisse entstehen durch die Identifizierung und Vorbereitung von Ausgleichsmaßnahmen.

Dringend erforderlich sind also

- eine Zeitplanung, die das Zusammenwirken dieser Beteiligten beschreibt,
- eine Analyse des Leistungsvolumens,
- eine Kapazitätsermittlung der Ausführenden,
- ggf. eine Strategie zur Kapazitätsausweitung einschließlich Personalentwicklung und Investitionskosten für den Kapazitätsausbau oder Wege der Kapazitätssicherung,
- ggf. Maßnahmen zur Entzerrung von Kapazitätsspitzen.

Die entsprechenden Aufwandsermittlungen können ggf. jeweils für „Normprojekte“ vorgenommen werden, modifiziert um Einflussfaktoren wie die Streckenlänge und Bebauungsdichte, die dann entsprechend der zeitlichen Planungen aggregiert werden.

Hierzu einige Beispiele:

1. Der Beginn einer Vielzahl von Planungen wird – nach Durchführung der Skoping-Verfahren – zu einer Vielzahl von Umweltverträglichkeitsstudien führen. Für diese werden entsprechende biologische Untersuchungen benötigt. Es stellt sich die Frage, ob dafür überhaupt genügende Kapazitäten in Form von für die Kartierung geeigneten Biologen zur Verfügung stehen (insbesondere in Anbetracht des gleichzeitigen Beginns zahlreicher Projekte bzw. Genehmigungsverfahren). Beispielsweise ist die Brutvogelkartierung recht personalaufwändig, muss zu bestimmten Zeiten des Jahres durchgeführt werden, und es handelt sich um recht spezifische Fachkenntnisse. Falls die Kapazitäten nicht ausreichend sind bzw. sich nicht tragfähige Aufwandsspitzen abzeichnen, müssen Leistungen soweit wie möglich vorgezogen werden. Beispielsweise können Kartierungen bei Planungen vorgezogen werden, für die die Trasse wegen Ersatzneubau bereits feststeht.

2. Auch bei der Bundesnetzagentur werden neue Planstellen benötigt, um der Vielzahl der Aufgaben gerecht zu werden. Die Aufstockung des Personalausstattung der BNetzA ist eine der „wirksamen Maßnahmen“, die infolge der zusätzlichen Aufgaben „in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“. Auch für diesen Bedarf sollten Abschätzungen vorgenommen werden. Auch diese Aufwandsabschätzung gehört nach der Bestimmung des Gesetzgebers zum Netzentwicklungsplan. Die daraus resultierende, vielleicht etwas pikante Situation, dass die Netzbetreiber hier im NEP einen Vorschlag für den Personalbedarf ihrer eigenen Aufsichtsbehörde machen sollen, kann sicherlich dadurch gelöst werden, dass die BNetzA entsprechende Vorschläge unterbreitet. Die Entscheidung über den Stellenplan der BNetzA liegt selbstverständlich über den Weg zum Bundesbedarfsplan sowie Haushaltsplan beim Bundestag.

3. Ausführende Firmen müssen ggf. einen Kapazitätsausbau vornehmen. Hier kann insbesondere von der Offshore-Erschließung gelernt werden, wo es versäumt wurde, rechtzeitig Rahmenverträge zu schließen, Kapazitäten der Firmen zu sichern und Anbindungsleitungen frühzeitig zu bestellen, weswegen dort jetzt beträchtliche Verzögerungen entstehen. Durch frühzeitige Bestellungen bzw. Konvoibestellungen bzw. Optionsverträge kann dies vermieden werden und insbesondere der deutschen Industrie eine Chance gegeben werden, Kapazitäten (z.B. im Leitungsbau, für Großtrafos und Konverterstationen nebst Halbleiterherstellung), zu schaffen.

4. Kommt es zu größerem Widerstand der betroffenen Kommunen, und / oder käme es in größerem Umfang zu Enteignungen der Landeigentümer, so wäre eine Klagewelle zu erwarten, die schließlich die obersten Gerichte erreichen würde. Auch der in der Justiz entstehende Aufwand sollte daher – für verschiedene Szenarien und Ausführungsoptionen – rechtzeitig abgeschätzt werden (siehe dazu auch nächster Abschnitt 5.2).

5. Im Rahmen der Zeitplanung wäre zunächst anzugeben, wie ein „wünschenswerter“, zügiger Projektablauf wäre. Es ist aber auszuschließen, dass sämtliche Projekte zügig durch ihre Verfahren gehen werden. Daher wird eine ernsthafte Zeitplanung jeweils für verschiedene Planungsschritte davon ausgehen, dass es für einen Teil der Projekte zu Verzögerungen kommt. Dies hat dann zur Folge, dass ein Teil der Projekte schneller als andere fertig wird und dass damit auch bestimmte Kapazitätsspitzen der späteren Projektphasen und insbesondere der ausführenden Firmen geglättet werden. Andererseits kommt man dann auch zu realistischeren Aussagen, wie mehrere zeitnah begonnene Projekte zu ganz unterschiedlichen Zeiten ins Ziel gehen werden (wobei es nicht möglich sein wird, vorher abzuschätzen, welches Projekt es ist, das den größten Verzögerungen unterliegt). Und offenbar muss das letzte Projekt spätestens 2022 fertig werden.

Jedenfalls wäre es verfehlt, einen wünschenswerten, „planmäßigen“ Zeitablauf generell zu unterstellen. Es erscheint notwendig, zusätzliche Projekte zu beginnen bzw. die Korridore schon

früher auszubauen, um gegenüber zu erwartenden Verzögerungen an anderer Stelle gewappnet zu sein.

5.2 Enteignungen und Justiz

Bei einer realistischen Zeitplanung wird man wohl zu dem Ergebnis kommen, dass die Justiz mit einer Klagewelle gegen eine Vielzahl von Maßnahmen und Enteignungen sowie frühzeitigen Besitzweisungen völlig überlastet wäre, und sich dann die Bearbeitungszeiten im Justizwesen und der Zeitablauf zwischen der Klageeinreichung und einem Urteilsspruch weiter verstärken würden. Die einzig mögliche Schlussfolgerung ist es dann, Rechtsstreitigkeiten möglichst schon im Vorfeld zu vermeiden. Dazu tragen nachfolgende Maßnahmen bei:

5.3 Finanzielle Anreize für Grundeigentümer

Ein ganz wichtiges akzeptanzsteigerndes Mittel, um die Zahl der Klagen und Enteignungen zu begrenzen, sind wesentlich (!) höhere Entschädigungen für Grundeigentümer an der Trasse und verbesserte Einnahmen für Kommunen.

Zur Vermeidung von Klagen muss die Höhe der Entschädigungszahlungen einen Wert erreichen, bei dem die ganz große Mehrzahl der Landeigentümer gern und aus freien Stücken ein Nutzungsrecht einräumt. Hier kann man sich die Ferngasbetreiber und Standorte sowie Einspeisernetze für Windkraftanlagen zum Vorbild nehmen, wo die Einräumung von Nutzungsrechten regelmäßig aus freien Stücken gelingt. Für eine Freileitung, die die meist in der Nähe der Trasse lebenden, landwirtschaftlichen Grundeigentümer wesentlich mehr stört als eine Kabelverlegung, muss man natürlich auch höhere Entschädigungen anbieten als für Kabel oder Pipelines.

Die Grundeigentümer wünschen sich in der Regel jährliche Entschädigungszahlungen, deren Höhe mit der Inflation oder behelfsweise mit dem Preisanstieg für elektrische Energie zunimmt, an Stelle von Einmalzahlungen. In der gegenwärtigen Situation mit nahezu-Nullzinsen auf Staatsanleihen und zunehmenden Inflationserwartungen in der Bevölkerung sind Einmalzahlungen besonders unattraktiv. Im Übrigen ergeben sich bei Zinsen von nahezu Null auch exorbitant hohe Barwertfaktoren für die Umrechnung eines jährlichen Entschädigungswerts für ein dauerhaft eingeräumtes Recht in eine Einmalzahlung.

Für die aus Termingründen notwendige Akzeptanzsteigerung ist ein Wahlrecht zwischen Einmalzahlungen und jährlichen Zahlungen einzuräumen.

5.4 Finanzielle Anreize für Kommunen und weitere Gebietskörperschaften

Auch die derzeit angedachten Entschädigungszahlungen an Kommunen erscheinen zu niedrig, um damit einen nennenswerten Einstellungswandel zu erreichen. Zum einen sind die angedachten Barzahlungen zu erhöhen.

Für Windparks gibt es eine Regel, wonach die Gewerbesteuer zu 70% in der Standortgemeinde erhoben wird, unabhängig vom Sitz der Betreibergesellschaft. Eine ähnliche Vorgehensweise wäre auch für die Stromleitungstrassen sehr förderlich, selbst wenn sie voraussichtlich deutlich niedrigere Steuereinnahmen je Strommast-Standort ergeben würde als je Standort eines Windparks. Insbesondere wäre es nachteilig, die Ertragssteuern auf Gewinne bzw. auf Kapitalkosten, die durch die DC-Konverter entstehen, mehrheitlich diesen mit wenig Personal ausgestatteten Standorten oder den Gemeinden der Hauptverwaltungen der Netzbetreiber zuzuweisen. Das entsprechende Steueraufkommen sollte vielmehr auf die Gemeinden entlang der DC-Trasse verteilt werden. Dies ist umso wichtiger, als die DC-Trassen ja keine Erschließungsaufgaben entlang der Strecke übernehmen, wie es beispielsweise bei

Bahnstromleitungen in Ostdeutschland und Schleswig-Holstein (die in den letzten Jahren konfliktfrei geplant und gebaut wurden) der Fall war.

Eine verwaltungstechnische Erleichterung, die eine gesonderte Gewebesteuererklärung in jeder durchquerten Gemeinde vermeidet und stattdessen einen anderen Weg des Finanzausgleichs beschreitet, wäre wohl einer Regelung wie bei den Windparks vorzuziehen. Wesentlich ist, dass eine Beteiligung der Trassengemeinden und –regionen an den Steuereinnahmen aus den Verbindungen erreicht wird (die möglichst nicht über den kommunalen Finanzausgleich wieder abgeführt werden muss)..

5.5 Darstellungserfordernis im NEP

Die Abgabe einer *Empfehlung* für derartige akzeptanzsteigernde Mittel, soweit für die pünktliche Inbetriebnahme erforderlich, gehört durchaus zur Kompetenz der ÜNB bei der Vorlage des NEPs, wenn diese für die termingerechte Umsetzung erforderlich erscheinen. Ob der Gesetzgeber diese dann in den Bundesbedarfsplan bzw. durch Gesetzesänderung im Steuerrecht übernimmt, ist eine andere Frage.

Die Verfasser des NEPs sollten in diesem Zusammenhang bedenken, dass sie eine umfassende Verantwortung für Verzögerungen tragen, wenn sie zielgerichtete Beschleunigungsmaßnahmen wie vorstehend nicht vorschlagen. Sollte dagegen ein Vorschlag erfolgen, aber vom Gesetzgeber nicht übernommen bzw. umgesetzt werden, wäre die Verantwortlichkeit insoweit anders zu sehen.

5.6 Kostenansätze hinsichtlich Entschädigungen

Akzeptanzsteigende Maßnahmen gibt es nicht zum Nulltarif. Die Investitionskostenansätze für den Leitungsbau sind daher deutlich nach oben zu korrigieren. Die derzeitigen Kostenansätze reichen möglicherweise für einen „im Konflikt“ mit den Betroffenen durchgeboxten Leitungsausbau, aber damit wären die Zeitziele nicht zu halten.

Die Umstellung der Entschädigungen auf jährliche Zahlungen an die Grundeigentümer hat eine gewisse Entlastung der Investitionskosten zur Folge. Andererseits wird sich auch ein Teil der Eigentümer für eine Einmalzahlung entscheiden, welche je km höher sein muss als bisher. Auch für die Kommunen sind wegen der kurzfristigen, an Legislaturperioden orientierten Sichtweise vieler Entscheidungsträger substantielle frühzeitige Zahlungen notwendig, und zwar nicht erst bei Errichtung der Leitungen, sondern bereits bei wesentlichen Planungsschritten.

Um es mit einem Beispiel darzustellen: Wenn der Bürgermeister aus erhaltenen Zahlungen den Sportplatz sanieren oder einen Kindergarten errichten kann, und er dies als Erfolg seiner Arbeit darstellen kann, fällt es ihm leichter, kritische Stimmen gegenüber einer Hochspannungsleitung durch das Gemeindegebiet zu „überhören“ und jedenfalls keinen aktiven Widerstand zu leisten. Solche Beträge müssen frühzeitig zur Verfügung stehen und Planungsschritte begleiten, sollten nicht erst bei Errichtung der Leitung an die Gemeinden vergütet werden.

5.7 Aktivitäten für das 2032er Zielnetzes bis 2022

Die Differenz zwischen 2022er und 2032er Zielnetz würde sukzessive während dieser zehn Jahre in Betrieb gehen.

Die Planung für eine Netzausbaumaßnahme, die in diesem Zeitraum, also z.B. 2023 oder 2027 in Betrieb gehen soll, muss aber schon vor 2022 begonnen haben. Damit sind auch für diese späteren Netzausbaumaßnahmen die notwendigen (Planungs-) Maßnahmen im NEP mit Zeithorizont bis 2022 zu beschreiben. Für Netzausbaumaßnahmen, die 2023 und 2024 in Betrieb gehen sollen, werden zudem schon bis 2022 beträchtliche Baukosten zu berücksichtigen sein.

5.8 Verkabelung im 110 kV-Netz zur Akzeptanzsteigerung und als Ausgleichsmaßnahme

Für jeden Kilometer Freileitung in neuer Trasse soll ein Kilometer Freileitungstrasse im Bestandsnetz abgebaut werden. Der Rückbau sollte aus Kostengründen überwiegend das 110 kV-Netz betreffen, nicht das Höchstspannungsnetz. Auch, wenn es sich hierbei um kleinere Leitungen und Masten handelt als bei den Neubauplanungen, kann damit ein Ausgleich der durch die neuen Leitungen verursachten Effekte erreicht werden, wenn dabei Abschnitte der alten Leitungen entfallen, die entweder ökologisch besonders problematisch sind oder durch stärker bebaute Gegenden oder sogar innerhalb von Ortschaften verlaufen.

Die Funktion der zurückzubauenden Leitungen kann auf verschiedene Weise ersetzt werden, wie durch

- Verkabelung;
- Aufnahme von 110 kV-Systemen auf neu gebauten Trassen;
- Direktumspannung von 380 kV in das 20 kV-Verteilungsnetz: Dies kann nicht zuletzt im Fall eines Trassenverlaufs in relativ dünn bebauten Gebieten mit mäßiger Leistungsdichte, die aber wegen der Entfernung zu anderen Lastschwerpunkten über das Hochspannungsnetz erschlossen werden müssen, eine bevorzugte Lösung sein. Soweit nicht bestehende Trassen verwendet werden, würden sich dann die neuen 380/20 kV-Umspannwerke oft an anderen Stellen befinden als die bisherigen 110/20 kV-Umspannwerke, so dass zusätzliche Anpassungen im 20 kV-Netz erforderlich werden. Mitunter wird es sich wegen der höheren Fixkosten einer 380 kV-Umspannung auch anbieten, mehrere 110/20 kV-Umspannwerke durch ein 380/20 kV-Umspannwerk zu ersetzen.
- In Ausnahmefällen Abbau der 110 kV-Ebene in einer Region in Verbindung mit dezentraler Versorgung und Stützung von 20 kV-Netzgebieten: Soweit sich durch die dezentrale Erzeugung der Lastfluss von zentralen Kraftwerken in bestimmte Verbrauchsregionen vermindert, und Spitzen der Residuallast dadurch vermieden werden, dass Lücken in der dezentralen Versorgung mit Solarstrom und Windenergie gezielt durch andere dezentrale Kraftwerke (z.B. Biomasse) geschlossen werden, kann dies es ermöglichen, dort die 110 kV-Netzebene abzubauen und den verbleibenden, geringeren Leistungsaustausch zwischen den Verbrauchern und Erzeugern in der Region und dem hauptsächlich zur Netzstützung benötigten Anschluss an das Verbundnetz vollständig mit 20 kV abzuwickeln. Das würde dann zweifellos eine aktive Rolle des Verteilungsnetzbetreibers beim Ausgleich des Leistungsflusses in solchen Regionen erfordern.

Wegen der Leistungszunahmen v.a. der Windenergie in dezentralen Räumen, die oftmals zu einer Zunahme der Leistungswerte auf den 110 kV-Leitungen entlegener Regionen führt, wird eine solche Lösung sicherlich die Ausnahme bleiben und sich auf Regionen beschränken, in denen wegen einem besonderem Schutzstatus die Errichtung von Windparks sehr beschränkt wird. In solchen Regionen, die dann i.d.R. auch einem besonderen Schutzstatus unterliegen (Landschaftsschutz, Naturschutz, Nationalpark, Natura 2000 usw.) wäre ein Rückbau von 110 kV-Freileitungen aber gerade besonders wertvoll. Zudem wäre gerade, wenn dort eine neue Leitung verlaufen sollte, ein Rückbau bestehender Leitungen wohl unabdingbar für die Akzeptanz und Umsetzbarkeit.

Im Allgemeinen braucht der Rückbau der Bestandsleitungen aber nicht auf die Gebiete beschränkt werden, in denen neue Leitungen geplant sind. Vielmehr sollte der Rückbau in besonders problematischen Bereichen und Regionen erfolgen und der Neubau möglichst weniger problematische Trassen nutzen.

Bei einer Nutzung von 110 kV-Trassen für neue Leitungen und der Aufnahme von 110 kV-Systemen auf die neuen Leitungen könnte ggf. die „Anrechnung“ nur zur Hälfte erfolgen, weil dies größere Mastabmessungen als bei einer reinen 380 kV-Leitung zur Folge hätte. Ein Rückbau von 20 kV-Freileitungen könnte wegen der geringeren Abmessungen mit einem kleineren Anrechnungsfaktor je Kilometer Rückbau berücksichtigt werden.

Die Einzelheiten eines Netzbbaus im 110 kV-Netz (und resultierender Anpassungen im 20 kV-Netz) gehören zwar zur Planung der nachgeordneten Netzebenen. Gleichwohl gehört es zum Darstellungsumfang des NEPs laut gesetzlichem Auftrag, solche Maßnahmen darzustellen, wenigstens im Grundsätzlichen, weil sie Folge der Fortentwicklung des Höchstspannungsnetzes sind. Auch die Kosten hierfür müssen kalkuliert werden.

Der Rückbau von Bestandsleitungen dient der Akzeptanzsicherung in der Gesamtgesellschaft und bei Umweltverbänden, die eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung des Netzentwicklungsplans (nämlich in den gesetzten Zeiträumen) darstellt.

Der Rückbau von Bestandsleitungen im 110 kV-Netz ist wohl auch eine Voraussetzung, um umfassendere Forderungen nach einer Verkabelung (der neuen Leitungen) im Höchstspannungsnetz abzuwehren, die mit wesentlich höheren Kosten verbunden wäre.

5.9 Alternativen

Der NEP enthält in einigen Fällen recht konkrete Trassendarstellungen, nämlich für den Ersatzneubau. Soweit darunter einige Trassen ökologisch besonders problematisch erscheinen, sollten zusätzliche räumliche Alternativen in die raumordnerische Prüfung einbezogen werden. Hierzu sind aber auch alternative Verbindungen (z.B. von einem Netzknotenpunkt C zu B statt von A zu B in der Bestandsleitung) anzugeben, die aus netztechnischer Sicht ebenfalls den Bedarf decken würden. Dies erleichtert dann den Variantenvergleich in der Raumordnungsplanung (wobei beispielsweise wegen einer längeren Strecke von C nach B wieder die aus Netzsicht favorisierte Strecke A-B herauskommen kann).

Die Annahme, dass ein Ersatzneubau auf bestehender Strecke immer unproblematisch ist, wäre naiv.

Auch für neue Verbindungen, für die grundsätzlich ein großer Suchraum zwischen zwei Endpunkten in Betracht kommt, sollten Alternativen angegeben werden (z.B. von Norddeutschland nach München Nord statt nach Gundremmingen), die beide aus netztechnischer Sicht ausreichend sind. Auch wenn z.B. zwischen zwei technisch funktionsfähigen südlichen Endpunkten einer Verbindung der eine vorteilhafter zu sein scheint (z.B. wegen kürzerer Gesamtstrecke) kann eine raumordnerische Betrachtung unter Berücksichtigung ökologischer Kriterien ein anderes Ergebnis bringen. Mindestens ist der Raumordnung die Gelegenheit zum Alternativenvergleich zu geben.

5.10 „Industrielle“ Vorgehensweise in der UVS

Der Suchraum für die Trassierung der vier DC-Korridore umfasst den gesamten Bereich zwischen den jeweiligen Endpunkten und damit etwa die Hälfte der Fläche der Bundesrepublik Deutschland. Auch die im weiteren Verfahren zu untersuchenden Flächen entlang von vorausgewählten Trassenalternativen werden immense Flächen umfassen. Dazu kommen die Planungsräume für die kürzeren AC-Leitungsabschnitte. Auch beim Versuch eines Neubaus in bestehenden Trassen müssen Alternativen untersucht werden.

Eine konventionelle Vorgehensweise wäre es, dass für jedes Projekt einzelne lokale Fachplanungsbüros jeweils eigene Methoden anwenden und mit den Behörden abstimmen. Bei diesen Fachplanungsbüros handelt es sich meist um Betriebe mit handwerklicher Größenordnung, auch die Arbeitsweise ähnelt mehr der Handarbeit als den Strukturen eines

Industriebetriebs. Eine derartige, kleinstrukturierte Vorgehensweise wäre bei der Größe der Aufgabe des Netzentwicklungsplans zum Scheitern verurteilt: Zum einen wegen der fehlenden Vergleichbarkeit von verschiedenen Büros erhobener Daten und der Beurteilungsergebnisse, zum anderen aus Aufwandsgründen. Stattdessen wird eine Vorgehensweise in mehr industrieller Größenordnung erforderlich, bei der einheitliche Standards gesetzt und Daten großräumig ausgetauscht werden. Die Masse der Detailarbeit wird sicherlich von kleineren Büros zu leisten sein, wie sie diese Branche kennzeichnen, und die auch die nötigen Vor-Ort-Kenntnisse mitbringen, die in lokalen Strukturen verankert sind und von den örtlichen Naturschutzbehörden akzeptiert werden. Erforderlich wird daher der Aufbau einer effektiven Projektsteuerung, deren Arbeit dann auch ein Teil der im Netzentwicklungsplan darzustellenden Maßnahmen sein wird.

Hiermit muss unverzüglich begonnen werden. Ein Abwarten, bis Genehmigungsverfahren zu einzelnen Teilprojekten in Gang kommen und ggf. in Skoping-Terminen Methoden vorgegeben werden, wäre kontraproduktiv (weil dies einheitliche Standards erschweren würde) und führt zu Zeitverzögerungen.

Einige Beispiele für eine hier als „industriell“ bezeichnete Herangehensweise:

- Kartierarbeiten können teilweise maschinell erfolgen, teilweise werden sie durch Geräte unterstützt (beispielsweise Imitatoren für Vogelstimmen). Eine zentrale Beschaffung solcher Geräte, die zentrale Erstellung von Softwarelösungen und eine zentrale Evaluierung der am Markt angebotenen Geräte bzw. ein Informationsaustausch über Erfahrungen kann Kosten sparen und entlastet die Biologen und Landschaftsplaner von fachfremden, technischen Aufgaben.
- Eine Quantifizierung von Eingriffen in das Landschaftsbild, je nach für einen der Verlauf der Trasse in Betracht kommenden Stellen, kann durch die Analyse von 3-dimensionalen Landschaftsdaten rechentechnisch unterstützt werden. Eine vorteilhafte Methode ist bei der Planung einer Freileitung im Weser-Ems-Gebiet erstmalig angewendet worden. Hierfür wurde die Software Tool "Visibility Analyst" für das Geoinformationssystem ArcView GIS 3 entwickelt, das unter <http://www.ecogis.de/visibility.html> näher beschrieben wird. Damit kann aus Rohdaten, wie sie bei den Vermessungsämtern der Länder grundsätzlich vorliegen, auf automatisierte Weise eine flächendeckende Karte der potenziellen Sichtbarkeit mastenartiger Bauwerke für jeden möglichen Standort erstellt werden. Natürlich kann dies dann auch mit mehr subjektiven Bewertungen wie der Qualität, Ungestörtheit und Empfindlichkeit des Landschaftsbildes verknüpft werden. Eine Software wie der Visibility Analyst bietet sich daher für eine großflächige Analyse (hier: von Auswirkungen auf das Landschaftsbild) sehr an und erleichtert sehr die Wahl und Optimierung von geeigneten Trassen. Unabhängig davon, welchem Software-Produkt letztlich der Vorzug gegeben wird, stellt die Zur-Verfügung-Stellung von Softwaretools und die Beauftragung von Weiterentwicklungen sicherlich eine sehr nutzbringende Aufgabe für eine zentrale Projektsteuerung für den Komplex UVS dar, mit der die einzelnen Fachbüros unterstützt und entlastet werden. Auch weitere Fachthemen einer UVS können durch vermehrte Datenanalyse unterstützt werden.
- Die Verwendung von Luftbilddaten erleichtert die Planung und kann die Anzahl von Ortsbesuchen reduzieren. Verbreitet ist die Verwendung von Orthofotos, wie sie bei der Landesvermessung bezogen werden. Eine zentrale Projektsteuerung könnte dafür sorgen, dass auch Schrägansichten der Landschaften bzw. dreidimensionale Bilder vermehrt zur Verfügung gestellt werden. Die Nützlichkeit solcher Informationen wird leicht ersichtlich, wenn man sich z.B. bei Google Maps Luftbilder von Teilen San Franciscos oder von Las Vegas ansieht, wo beim Heranzoomen die Vertikalprojektion durch eine Schrägansicht der Gebäude ersetzt wird. Solche Daten können am preiswertesten durch erweiterte Aufträge an die bei den flächendeckenden Vermessungsflügen eingesetzten Flug- und Photodienste gewonnen werden, beispielsweise für die Mitnahme zusätzlicher

Kameras. Vielleicht liegen Rohdaten auch vor, werden aber in dieser Weise nicht standardmäßig von den Landesvermessungen bereitgehalten. Für das als Teil der Netzentwicklung erforderliche UVS-Großprojekt ist sicherlich eine proaktive Herangehensweise bei der Datengewinnung erforderlich.

- Daten über die Bewegung von Zugvögeln sind ebenfalls zentral zu koordinieren, zumal sich ja dieselben Zugvögel durch die Planungsräume mehrerer Trassenalternativen bewegen werden.

Auch solche Maßnahmen sollten im NEP – oder einem nachzureichenden Anhang dazu – dargestellt werden.

5.11 Koordinierte Vorgehensweise bei der Schaffung von Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen

Die Netzausbauprojekte führen zu erheblichen Eingriffen in Natur und Landschaft und benötigen damit auch einen beträchtlichen Umfang an Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen (hier im weiteren zusammenfassend mit dem Begriff Ausgleich bezeichnet). Es ist nicht immer leicht, geeignete Maßnahmen und Flächen zu bekommen. Daher ist auch zu diesem Komplex eine rechtzeitig koordinierte Planung und Flächenakquisition erforderlich. Oft ist es zweckmäßig, den Ausgleichsbedarf in relativ zusammenhängenden, großen Flächen zu konzentrieren. In der Summe der Leitungsstrecken kann dann durchaus die Größe eines neuen Nationalparks als Ausgleichsbedarf zusammenkommen. Diese Maßnahmen sollten dann auch im NEP dargestellt werden, einerseits wegen der notwendigen Umsetzung der Ausgleichsmaßnahmen, andererseits zur Akzeptanzsteigerung für die Eingriffe.

Ein größerer Teil des Ausgleichsbedarfs soll allerdings durch den Rückbau bestehender Freileitungen (siehe oben) erbracht werden.

Auch der Rückbau von Straßen, beispielsweise zur Vergrößerung unzerschnittener Räume, kann im Rahmen der Ausgleichsmaßnahmen berücksichtigt und im NEP vorgeschlagen werden.

5.12 Großräumige Ausgleichsmaßnahmen – zwei neue Nationalparks

Zwei der folgenden Maßnahmen (oder gleichwertige, andere Maßnahmen) sollen als Teil des NEP angegeben werden:

- Schaffung eines Nationalparks Senne bzw. Senne-Egge bei Bielefeld/ Paderborn (NRW)
- Schaffung eines Nationalparks Bergen-Hohne im Südteil der Lüneburger Heide (Niedersachsen)
- Schaffung eines Nationalparks Grafenwöhr in der Oberpfalz (Bayern)

jeweils mit einer Fläche von ca. 100 km², davon einer bis 2022, der zweite Nationalpark korrespondierend zu den bis 2032 stattfindenden weiteren Netzergänzungen.

Bei den drei Flächen handelt es sich jeweils um große Truppenübungsplätze (mit Ausnahme von Senne weniger als die Hälfte von deren Fläche), mithin um Flächen, die sich größtenteils im Bundesbesitz befinden. Damit wäre – eine entsprechende Unterstützung des Netzausbaus durch den Bund vorausgesetzt – eine Umsetzung dieser großflächigen Ausgleichsmaßnahmen leicht zu verwirklichen.

Die Schaffung von zwei neuen Nationalparks wäre ein deutliches Zeichen, das in der Gesamtsicht Naturschutzinteressen gewahrt bleiben. Zur Akzeptanzsteigerung und zur Einhaltung des anspruchsvollen Zeitrahmens ist das ganz wesentlich! Insbesondere organisierter Widerstand der überregionalen Naturschutzverbände kann damit hoffentlich vermieden werden.

Wenn der kleinräumigen Betroffenheit finanziell entgegengewirkt wird, entfallen damit die beiden hauptsächlichen Quellen möglichen Widerstands.

In Anbetracht der Tatsache, dass mehrere tausend Kilometer neue Trassen geplant werden und deren beeinträchtigende Wirkung mehrere hundert Meter weit reicht, kann mit zweimal 100 km² neuen Nationalparks zwar nur ein Teil der Eingriffe ausgeglichen werden, aber die öffentliche Wahrnehmbarkeit ist viel besser, als es bei einer Vielzahl von Kleinmaßnahmen der Fall wäre. Auch die ökologische Wirkung ist bei großen zusammenhängenden Flächen oft sehr groß.

Die beiden größeren Truppenübungsplätze Bergen-Hohne und Grafenwöhr lagen unweit der ehemaligen innerdeutschen Grenze, haben mithin einen Teil ihrer früheren Erforderlichkeit verloren. Bei einer fortgesetzten „Nutzung“ von Teilen der künftigen Nationalparkflächen als Sicherheitszone im Schießplatzbetrieb würde deren Funktion nicht wesentlich beeinträchtigt. Auch jetzt liegen in solchen Flächen oft recht gute ökologische Verhältnisse vor, so dass ein Nationalpark nicht „bei Null“ anfangen müsste.

Im Gebiet Senne gibt es bereits konkrete Absichten zur Verwirklichung eines Nationalparks.

Der Netzausbau und die vermehrte Nutzung inländischer Energiequellen sind auch wichtige Maßnahmen zur Verbesserung der „Energiesicherheit“. Dazu kommt der Wegfall von KKW als potentiellen Angriffszielen im Verteidigungsfall. Dies wäre der Bundeswehr entgegenzuhalten, die natürlich ungern eine Verkleinerung ihrer Übungsflächen sehen würde.

5.13 Verbesserte Verteidigungsfähigkeit der Konverterstationen

Die AC-DC-Konverter sind hochkonzentrierte und damit leicht angreifbare Elemente der Netzinfrastruktur. Nach einem erfolgreichen militärischen oder terroristischen Angriff auf solche Ziele würde es lange dauern, bis wieder Ersatz geschaffen werden kann (eine punktuell zerstörte Freileitung kann demgegenüber relativ schnell wieder „geflickt“ werden). Daher sollten militärische Sicherheitsaspekte bei der Standortwahl (z.B. Nähe zu Militärflughäfen bzw. zu Basen für Abwehrraketen) und bei der Bauweise (z.B. angriffsschützende Gebäude statt Leichtbauhallen und nicht zu kompakte Anordnung, einzeln verwendbare Module, räumliche Trennung) berücksichtigt werden. Dies hat wiederum Kostenimplikationen, die bezogen auf die reinen Hochbaukosten für die Hallen spürbar sein können, allerdings nur einen geringen Prozentsatz der Gesamtkosten ausmachen.

5.14 Ausnahmen vom europäischen Naturschutzrecht

Im politischen Raum gibt es derzeit Diskussionen über gesetzlich zu regelnde Einschränkungen des europäischen Naturschutzrechts für den Netzausbau. Aus diesem Anlass erscheint es auch notwendig, sich im NEP zu solchen Gesetzesänderungen zu äußern, d.h. ob diese als Teil der notwendigen Maßnahmen für die rechtzeitige Zielerreichung angesehen werden.

Vermutlich wären solche Ausnahmen völlig kontraproduktiv, weil dies den Widerstand gegen Projekte nur befeuern würde (und damit Verzögerungen auf dem Klagewege). Zudem würde eine Gesetzänderung einen mühsamen Abstimmungsprozess auf EU-Ebene erfordern. Der Versuch, auf besondere Erleichterungen zu hoffen, könnte sich als trügerisch herausstellen wenn diese dann doch nicht zustande kommen, aber die Planung daraus ausgelegt war. Weil das Naturschutzrecht grundsätzlich Befreiungsmöglichkeiten bei notwendigen Eingriffen vorsieht, sind solche Änderungen auch nicht erforderlich. Weiterhin gibt es auch Ausgleichsmöglichkeiten durch Abbau von bestehenden Störungen in solche Schutzgebiete.

Der NEP sollte daher klarstellen, dass eine derartige Gesetzesänderung nicht vorgesehen ist. In der weiteren Planung sind die EU-rechtlichen Naturschutzvorgaben zu beachten.

6. Stellungnahmen zu bestimmten Maßnahmen und Projekten

6.1 Generelle Überlegungen für DC-Durchbindungen

Vorgeschlagen wird hier eine „Durchbindung“ von verschiedenen DC-Leitungen des innerdeutschen DC-Netz (d.h. Verlängerung von Leitungen der Korridore A bis D) zu den die Grenze überschreitenden DC-Leitungen. Beispielsweise würden einige DC-Leitungen von Offshore Windparks außerhalb des Hoheitsgebiets direkt nach Süddeutschland führen, ohne Umwandlung der Energie in AC in Küstennähe und erneute Umwandlung in DC zu den innerdeutschen Korridoren. Motivation sind Kosteneinsparungen (bei den Investitionskosten für AC-DC-Umformern) und niedrigere Verluste (in den Umformern und durch den Ersatz von kürzeren AC-Streckenabschnitten durch DC).

Dieser Vorteil muss gegen die (wohl eher geringen) Nachteile abgewogen werden. Sicherlich hat dies eine etwas geringere Flexibilität des Einsatzes und der Bauweise der DC-Leitungen zur Folge, als wenn man zahlreiche kurze DC-Streckenabschnitte hat, die beliebig schaltbar und einsetzbar sind.

Im Einzelfall mag es sogar dazu kommen, dass elektrische Leistung über eine dadurch „verlängerte“ DC-Leitung nur noch bis zu deren „entfernteren“ Endpunkt geführt werden kann und damit weiter geführt wird, als an sich gewünscht wäre, und daher ggf. auf der AC-Ebene wieder ein Stück zurückgeführt werden muss.

Ein extremes Beispiel wäre eine Stromeinspeisung aus offshore-Windparks bei relativ schwachem Wind und Morgennebel in Norddeutschland am Sonntag, wenn die Windparks an Land kaum Strom liefern, aber die Stromproduktion der offshore-Windparks für die Versorgung Norddeutschlands ausreichend wäre und die PV-Produktion für den Bedarf Süddeutschlands. In der Bauweise laut NEP-Entwurf könnten die Offshore-Windparks direkt Strom in den Küstenraum liefern (Küstenraum wird hier eher weit verstanden, bezieht also z.B. Hamburg und große Teile Niedersachsens mit ein), und die Nord-Süd-DC-Korridore würden dann kaum Last tragen. Bei dem hier stattdessen vorgeschlagenen Verzicht auf (einige der) Umformer im Küstenraum könnte dann der Strom aus bestimmten Offshore-Windparks über die (für diese Betriebssituation zu langen) DC-Leitungen ausschließlich nach Süddeutschland geführt werden, und die Leistung müsste dann ggf. über AC (oder die anderen, „unverlängerten“ und im Küstenraum endenden DC-Leitungen) wieder nach Norddeutschland zurückgebracht werden.

Ein weiteres Beispiel mit nachteiliger Wirkung wäre ein Sturmtief, bei dem die Offshore-Parks bereits abgeschaltet sind, während die Onshore-Windparks hohe Leistung erbringen. Sollten dann die an Land unterbrochenen DC-Leitungen bereits an der Kapazitätsgrenze sein, würde ggf. eine „Direktleitung“ von einem Offshore-Park nach Süddeutschland dafür genutzt werden, um einen Teil der Onshore-Leistung nach Süddeutschland zu bringen; dazu müsste die Leistung zunächst über eine weitere DC-Offshore-Anbindung vom Küstenraum zu einem Offshore-Umspannwerk gebracht werden.

Stärkere Nachteile sind aber doch wohl nur bei seltenen Betriebssituationen zu erwarten, bzw. ergäben sich nur, wenn sämtliche DC-Projekte ohne jeden Konverter im Küstenraum „durchgebunden“ würden. Würde nur etwa die Hälfte der DC-Leitungen von Offshore „durchgebunden“ oder würden sie mit jeweils drei Convertern ausgestattet (Offshore, Küste, Süddeutschland), werden die nachteiligen Situationen noch seltener.

Auch die eher mäßige Auslastung der DC-Korridore deutet darauf hin, dass gewisse Einschränkungen in der Bauweise und damit in der Flexibilität ihrer Nutzung keine übermäßigen Nachteile bringen würden.

Bei drei Convertern (Offshore, Küste, Süddeutschland) an einer durchgebundenen Leitung muss es sich nicht um einen echten (gleichzeitigen) Multiterminal-Betrieb handeln, sondern es können auch jeweils mit Hilfe mechanischer Schalter nur zwei Converter betrieben werden, wobei dann

teilweise (nämlich bei Nutzung des mittleren Konverters) ein Streckenabschnitt unbenutzt bliebe. Man hätte also die sechs Betriebsmöglichkeiten Offshore → Küste, Offshore → Süddeutschland, Küste → Süddeutschland und die drei Gegenrichtungen.

Vielleicht kann auch der mittlere Konverter modular (z.B. in zwei Hälften teilbar) aufgebaut werden, so dass die Leitung durch einfache mechanische Schalter in zwei Abschnitte geteilt wird, die dann wenigstens mit halber Leistung betrieben werden können (z.B. beide in Richtung des mittleren Konverters, d.h. Offshore → Küste und Süddeutschland → Küste bei schwachem Wind an der Küste und viel Sonne in Süddeutschland).

Eine DC-Durchbindung wäre u.a. möglich und (unter Beachtung der rechtlichen Situation) zu prüfen für

- Offshore-Anbindung
- Seekabel von Skandinavien
- Verbindung nach Belgien
- Anbindung von alpinen Speicherkraftwerken (hier als Ersatz von AC)
- Leitungen nach Südeuropa oder Nordafrika („Desertec“)

Diverse Einzelvorschläge (ein Teil der Einzelvorschläge sind Konkretisierungen der vorher allgemein gemachten Vorschläge; eine Anwendung der allgemeinen Vorschläge auf andere Strecken bleibt hiervon unbenommen):

6.2 Projekt 34 / Maßnahme M22 / Seite 302 (jeweils mit ff.)

Es sollte mit einer Vergleichsrechnung geprüft werden, (a) diese Leitung nebst südlicher Verlängerung bis zum Korridor D bereits im Szenario 2022 mit DC zu bauen (statt AC) und (b) im Szenario 2032 ggf. mit zwei DC-Systemen (statt mit einem AC-System und einem DC-System). Dementsprechend würde der nördliche Endpunkt der DC-Leitung 9 im Korridor D sich nach Norden verschieben.

Mögliche Vorteile: niedrigere Leitungsverluste, kleinere Abmessungen der Trasse, und im Endausbau (2032) die Vermeidung einer gemischten AC/DC-Trasse und geringere Kosten, weil zusätzlicher Mehraufwand für eine symmetrische Bauweise (Vermeidung Magnetfelder) vermieden wird, weil durch zwei Systeme bei Würfelanordnung leichter erreichbar.

6.3 Projekt 34 / Maßnahme M22 / Seite 302

Es sollte mit einer Vergleichsrechnung geprüft werden, die DC-Leitung des Startnetzes von Dänemark nach Rostock als DC-Verbindung mit der DC-Trasse im Korridor D zu verbinden. Dann entsprechende DC-Technik auf der innerdeutschen DC-Leitung.

Möglicher Vorteil: niedrigere Verluste durch Vermeidung von zwei Umformungsschritten (bei Nord-Süd-Transport die Umformung DC → AC küstennah und die Umformung AC → DC bei Güstrow am Endpunkt der DC-Leitung 10), Einsparung von einer Konverterstation (wenn ein DC-System mit drei Konvertern errichtet würde, von denen jeweils zwei in Betrieb sein können) oder ggf. von beiden vorgenannten Konverterstationen im Küstenraum.

Eine hilfreiche Zwischenbetrachtung wäre eine Analyse, ob bei Stromimport aus Dänemark nach Rostock häufig auch Stromtransport von Nordostdeutschland nach Süddeutschland auftritt. Dann würde sich eine derartige Durchbindung besonders aufdrängen. An sich wäre das zu erwarten,

weil Stromimporte von Dänemark häufig mit viel Windstrom verbunden sind, und dann auch Norddeutschland den eigenen Bedarf mit Windstrom decken kann.

6.4 Projekt 43 / Maßnahme M74 Seite 312

Zunächst ist überraschend, dass die nördlichere Leitung Wahle-Mecklar bereits isoliert vorangetrieben wurde, obwohl hier offenbar weiter südlich ein weiterer Engpass erwartet wird. Oder besteht hier ein Zusammenhang zu P37?

Diese Maßnahme M74 wird offenbar 2032 obsolet. Sie sollte bereits für 2022 gestrichen werden, stattdessen sollten die möglichen Trassen in diesem Raum für den DC-Korridor C genutzt werden. Planerisch könnte das allerdings vorläufig zusammenfassend bearbeitet werden, d.h. eine Trasse zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld zunächst ohne Festlegung der Bauweise raumordnerisch vorangetrieben werden (wie M74), und erst später eine Festlegung auf DC-Bauweise erfolgen. Ggf. wäre dann bereits 2022 eine zusätzliche DC-Leitung im Korridor C in Betrieb zu nehmen, sie sonst erst später benötigt würde.

6.5 TTG 006 S. 239

Es soll geprüft werden, ob die derzeit in raumordnerischer Festsetzung befindliche Trasse Wahle-Mecklar stattdessen für den DC-Korridor C genutzt werden kann.

Weiterhin ist zu prüfen, ob dann eine AC-Leitung an anderer Stelle errichtet werden müsste oder auf die AC-Leitung verzichtet werden kann. Bei einer AC-Leitung an anderer Stelle ist zu prüfen, ob mit dieser in ihrem Verlauf mit zusätzlichen UWs Versorgungsaufgaben übernommen werden können, die bislang andere (v.a. 110 kV-) Leitungen erfüllen, die dann (teilweise) abgebaut werden können.

Verwiesen wird auch auf die Stellungnahme im Rahmen des ROV Wahle – Mecklar.

6.6 Projekt 53 / Maßnahmen M54 und M55 Seite 328

Im nördlichen Teil sollte geprüft werden, ob statt der Führung Rattersaich - Ludersheim - Sittling - (nähe) Ingolstadt ein Parallelneubau neben der 380 kV-Leitung Rattersaich - Ingolstadt erfolgen kann. Dann sollte es zur Aufgabe von Teilen der vorgenannten 220 kV-Trasse kommen (z.B. Aufgabe des Abschnitts Ludersheim - Sittling). Diese Variante sollte – falls elektrotechnisch ausreichend - als gleichberechtigte Variante dargestellt werden und kann dann als Variante in der ökologischen Verträglichkeitsprüfung betrachtet werden.

6.7 DC-Korridore 2032, Seite 142

Laut Abbildung ist v.a. der Korridor B über 50% der Zeit deutlich „unterausgelastet“, auch Korridor C ist nicht allzu sehr ausgelastet. Hier fehlt eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und eine Analyse, was 2032 passieren würde, wenn diese Korridore weniger stark ausgebaut würden (z.B. je ein System weniger in Korridor B und C) oder andere AC-Leitungen eingespart würden:

- Wie hoch ist insbesondere der Marktwert der elektrischen Energie zu Zeiten, in denen die Korridore voll ausgelastet sind?
- Wie hoch wäre dieser (getrennt nach den beiden Enden der Korridore) wenn es infolge niedriger bemessener Kapazitäten der Korridore zu Engpässen und Einschränkungen käme (ggf. „Null“ am nördlichen Ende bei Zwangsabschaltungen von norddeutscher Windenergie?)

- Welche Alternativen zum Strombezug bestehen am „aufnehmenden“ Ende der Korridore in potentiellen Engpassituationen; könnte insbesondere erneuerbare Energie aus anderen Ländern bezogen werden?

Demgegenüber zeigt die Abbildung auf Seite 140 für 2022 eine wesentlich bessere Auslastung der Korridore und deutet damit auch auf eine höhere Wirtschaftlichkeit derselben hin.

6.8 DC-Korridorbelegung kreuzen oder verknüpfen

Soweit die Trassenführung dies erlaubt, sollte eine Überkreuzung von DC-Systemen in Betracht gezogen (also beispielsweise ein System aus dem ostdeutschen Raum in den Stuttgarter Raum, dafür ein System von Nordwesten nach Bayern). Das könnte verminderte Ost-West-Lastflüsse im AC-Netz ermöglichen (v.a. solange Reserven und damit Wahlmöglichkeit zwischen DC-Systemen vorhanden sind).

Günstig wäre es auch, wenn sich zwei DC-Korridore (oder einzelne Leitungen) stellenweise berühren und dort mechanische Schalter angeordnet würden, mit denen eine Überkreuzung vorgenommen werden *kann*. Beispielsweise wäre das bei den südlichen Endpunkten der DC-Leitungen 8 und 13 zu Korridor D möglich. Der südliche Endpunkt der Leitung 10 (Korridor D) könnte z.B. in Korridor C weitergeführt werden. Auch die Korridore B und C könnten sich berühren.

Jede zusätzliche Schaltmöglichkeit erhöht die Flexibilität bzgl. der Stromführung und die Redundanz bei Ausfällen (beispielsweise bei gleichzeitigem Ausfall eines nördlichen Konverters in Korridor B und eines südlichen Konverters in Korridor C). Die Mehrkosten wären v.a. im Fall von mechanischen und ggf. nur im spannungsfreien Zustand schaltbaren Schaltern wohl gering. Sie würden durch den Verzicht auf eine Mehrfachumformung im Küstenraum mehr aus ausgeglichen.

Wenn sich eine vorteilhafte Führung der Korridore nur ohne räumliche Berührungen ergibt, ist dieser Vorschlag gegenstandslos

6.9 Projekt 22 - Maßnahmen M70 / M82 / M87 Seite 285

Eine Motivation für den Umweg über Unterweser ist – außer der Nutzung einer Bestandstrasse - nicht nachvollziehbar. Hier sollte stattdessen eine neue Leitung von Conneforde nach Elsfleth/West geführt werden (Parallelführung zum Bestand) und die bestehenden Leitungen über Unterweser nach Abschaltung des KKW's abgebaut werden. Dies ergibt ungefähr eine Halbierung der Streckenlänge. Sollte es wegen dem örtlichen Bedarf weiterhin einen Bedarf an einem 380 kV-UW im Raum Unterweser geben, könnte dies mit einer Stichleitung abgedeckt werden (Erhaltung einer der beiden Trassen nach Unterweser), die neue Leitung trotzdem den direkten Weg wählen.

Weiterhin erscheint es aussichtsreicher, die DC-Leitung 12 von Elsfleth nach Conneforde und sodann über den Korridor B nach Cloppenburg (bis dort Bestandstrasse) und weiter nach Süden zu führen (siehe auch weiter unten, 6.12). Dann wird aber ohnehin ein Umbau der Trasse Elsfleth - Conneforde benötigt. (Bei Direktanbindung von offshore-Parks über Leitung 12 würde diese gar nicht nach Elsfleth geführt werden, sondern Conneforde aus nordöstlicher Richtung erreichen).

6.10 TTG-016

Die Maßnahme TTG-016 sieht als Teil des Startnetzes den Umbau der 200 kV-Leitung Emden-Conneforde auf 380 kV vor. Hierbei handelt es sich um eine hochproblematische Trasse durch

ein EU-Vogelschutzgebiet (Bereich Fehmtjer Tief). Hier handelt es sich um ein Offenlandbiotop, in dem Vertikalstrukturen wie eine Freileitung besonders störend wirken.

Die Route war früher im Grundsatz sinnvoll gewesen als Versorgungsleitung für Ostfriesland von Bremer Raum her als Teil des Netzes der Preussenelektra (Ost→West-Richtung). Die künftige Transportrichtung einer solchen Leitung wäre dagegen in erster Linie von West nach Ost bzw. Ostsüdost (Conneforde). Die Routenwahl erscheint wenig durchdacht in Anbetracht der Tatsache, dass die später vorgesehene Leitung HGÜ15 in der physikalischen Fortsetzung einen Transport von Ost nach West bzw. Westsüdwest vorsieht, nämlich zu dem in Leer/Diele beginnenden ersten DC-Korridor A. Berücksichtigt man die künftige, generelle Transportrichtung von Nord nach Süd, so stellt der Weg über das Dreieck Emden-Conneforde-Leer einen mehr als doppelten Umweg gegenüber der direkten Linie von Emden nach Leer dar.

Stattdessen sollte hier also die Gelegenheit genutzt werden, über einen Rückbau der 220 kV-Alttrasse Emden-Conneforde im EU-Vogelschutzgebiet eine Ausgleichsmaßnahme vorzunehmen (Akzeptanz!) und den Umweg über Conneforde einzusparen.

Eine alternative Routenführung sollte insbesondere ungefähr parallel der Bahnlinie Emden – Leer und unter Orientierung an bestehenden Freileitungen (110 kV) erfolgen bzw. untersucht werden (und ggf. Aufnahme/Ersatz der 110 kV-Leitung).

6.11 Projekt 20 / Maßnahme M69 / Seite 283 ff. Leitung Halbmond – Emden

Diese Leitung stellt räumlich eine Fortführung des DC-Korridors A dar, so dass sich die Frage stellt, warum ein Wechsel zwischen DC und AC in Emden und nicht nördlicher erfolgen sollte.

Bei Anordnung einer verlängerten DC-Leitung 1 im DC-Korridor A Halbmond – Rheinschiene (anstelle der AC-Leitung nach Halbmond) entstünden in diesem Raum zusätzliche Möglichkeiten der Trassenführung. Geprüft werden sollte u.a. eine Führung weiter östlich, zwischen dem NSG „Großes Meer“ und Aurich (dann aber westlich des Fehmtjer Tiefs) sowie auch östlich von Aurich und Ewiges Meer.

Wegen der Streu- bzw. Straßenbebauung in diesem Raum westlich von Aurich ist eine Trassenführung östlich von Emden zwar auch nicht gerade unproblematisch, dies würde aber eine zusätzliche Option darstellen und bestimmte Zwangspunkte bei Emden umgehen. Außerdem sind dort nicht so viele Windparks als „Hindernisse“ wie weiter westlich.

Bei einer DC-Durchbindung von Offshore-Windparks würde auch der „Zwangspunkt“ Halbmond entfallen.

Später könnte ggf. eine zweite DC-Leitung des Korridors A die entsprechende Trasse nutzen.

Wir hatten seinerzeit auch eine Führung östlich von Aurich über Wiesmoor Richtung Conneforde für gut machbar gehalten.

6.12 Projekt 21 / M51, Seite 284 ff.

Wir freuen uns sehr, dass ein Projekt entlang der von Windland bereits um 2003 geplanten Freileitungstrasse Wilhelmshaven –Conneforde (Oldenburg) – Cloppenburg – Westerkappeln (Osnabrück) jetzt Bestandteil des NEP und damit der Planungen der ÜNB geworden ist. Damals hatte Eon Netz den Bedarf für diese Leitung noch in Frage gestellt, noch vor zwei Jahren war umstritten, ob die Planungen überflüssig gewesen wären.

Das Raumordnungsverfahren für diese Trasse war gegen 2004 nach dem Regierungswechsel von der Regierung Wulff gestoppt worden, formell „ruht“ das Verfahren wohl noch, dürfte aber faktisch bei der Verwaltung in Vergessenheit geraten sein. Aus den zur Vorbereitung des ROVs erstellten Unterlagen ergibt sich nach hiesiger Auffassung eine grundsätzliche Machbarkeit einer

Leitung, das gilt auch im Abschnitt südlich von Cloppenburg. Im Abschnitt Conneforde – Cloppenburg sind jedoch einige Abweichungen von der derzeitigen Leitungsführung erforderlich. Insbesondere kam es zu Wohnungsbauvorhaben entlang der bestehenden Leitungstrasse, nachdem nicht rechtzeitig für eine Erweiterung vorgesorgt wurde.

Angeregt wird nun:

- Eine Führung des DC-Korridors B (bzw. wenigstens der DC-Leitungen 3 und 12, ggf. Aufnahme einer modifizierten Route 15 und der verlängerten 4) über diesen Streckenverlauf (ggf. gemeinsame AC/DC-Masten oder Parallelführung von AC- und DC-Masten)
- Eine Verlängerung der DC-Leitungen 3 und/oder 4 um je eine „Etappe“ entlang dieser Strecke (oder zu den Offshore Anbindungen), vorzugsweise der Leitung 3 bis Conneforde.
- Der Verzicht auf eine AC-Verbindung zwischen Conneforde und Cloppenburg, denn:
 - Für die Abfuhr von Windenergie aus dem Raum Cloppenburg ist eine Leitung nach Süden wesentlich (ein Wegtransport nach Norden wäre kontraproduktiv);
 - für die Versorgung des Raums Cloppenburg (bei Schwachwind) ist eine 380-Trasse mehr als ausreichend (bislang ist es eine 220 kV-Leitung mit Einfachbeseilung);
 - eine Verlängerung der DC-Leitung 3 nach Norden würde entsprechende Transportaufgaben von Norden her nach Cloppenburg im AC vermeiden;
 - wegen der rechtlichen Trennung des TenneT-Netzes von der 110 kV-Netzebene im Raum Cloppenburg ist es nicht mehr wesentlich, ob der Raum Cloppenburg mit seinem vermutlich zu Eon gehörenden 110 kV-Netz von Norden (TenneT) oder von Süden (Amprion) angebunden wird;
 - die Führung einer DC-Leitung bis Conneforde und damit die Vollendung des Korridors B wird wesentlich erleichtert, wenn nicht noch eine AC-Leitung hinzukommt, zumal es an der Strecke im Raum Oldenburg einige Engpässe gibt, bei denen es schwer sein wird, zwei neue Leitungen zu errichten; [Der Korridor B kann hier ggf. um die Leitung 15 erweitert werden, die Leitung 12 würde dann vorzugsweise auch nach bzw. über Conneforde geführt werden. Eine Führung einer neuen DC-Leitung parallel zu der geplanten und teilverkabelten Leitung Ganderkesee - St. Hülfe ist in Anbetracht des ohnehin schon gegebenen Widerstands in dieser Region, zudem einem Naturpark, nicht empfehlenswert] und
 - in der Umbauzeit würde wohl ohnehin erst die 380 kV-Leitung südlich Cloppenburgs gebaut und in Betrieb genommen, anschließend die 220 kV-Leitung nördlich Cloppenburgs außer Betrieb genommen und die Trasse neu genutzt werden.

6.13 Verlagerung eines DC-Systems auf einen anderen Korridor

Für drei der DC-Korridore ist im Endausbau eine durch drei teilbare Zahl der Systeme (A und B drei Systeme – 6 GW, C sechs Systeme – 12 GW) vorgesehen worden. Dies könnte durch die Absicht begründet sein, diese Korridore mit einer dem Donau-Mast entsprechenden Bauweise umzusetzen. Ein Donaumast ermöglicht aber keine symmetrische Anordnung von Gleichstromsystemen. Eine symmetrische Anordnung, bei der sich Magnetfelder der einzelnen Leiterbündel in einem gewissen Abstand von der Leitung sehr weitgehend aufheben, ist aber eine Voraussetzung, um eine weite Reichweite von Magnetfeldern (hier: Gleichfeldern) zu

vermeiden. U.a. wegen der Orientierung von Vögeln am Magnetfeld der Erde ist also eine andere Bauweise notwendig. Niedrige Magnetfelder bzw. eine schnelle Abnahme der Magnetfelder bei zunehmendem Abstand ergibt insbesondere die punktsymmetrische Anordnung von vier Leitungen in Würfelanordnung (mit gleichgerichteter Stromrichtung in jeweils gegenüberliegenden Ecken und bei übereinstimmenden Stromstärken) oder eine lineare Anordnung (mit gleichgerichteter Stromrichtung in den beiden äußeren Leitungen und entgegengesetzter Stromrichtung innen, diese ist punktsymmetrisch und achsensymmetrisch zur Mitte).

Weil ein Donau-Mast keine bevorzugte Bauweise für DC-Korridore darstellt, entfällt damit auch die Ratio für eine durch drei teilbare Zahl der Systeme je Korridor. Es sollte insbesondere geprüft werden, eines der je drei Systeme der Korridore A bzw. B zum anderen Korridor zu verlagern, so dass im Endausbau einer der Korridore vier und der andere zwei Systeme aufweist, womit Symmetrieforderungen leichter zu gewährleisten sind.

6.14 Netzgeführte DC (LCC HGÜ)

Die thyristorgesteuerte, netzgeführte DC (LCC) erlaubt höhere Leistungen je System und ist internationaler Stand der Technik. Diese sollte man nicht voreilig ausschließen. Möglich wäre auch eine Mischung – ein Teil der DC-Leitungen bzw. Korridore mit der einen DC- Technik, andere mit der anderen. Das würde dann ermöglichen, die spezifischen Vorteile zu kombinieren.

Eine Entscheidung zwischen verschiedenen DC-Bauweisen sollte nicht allein nach elektrotechnischen Gesichtspunkten erfolgen, sondern es sollte auch geprüft und dargestellt werden, welche Mastgrößen sich bei gleicher Gesamtleistung je nach DC-Technik ergeben. Falls die LCC wegen der größeren Systemleistung und geringeren Zahl der Systeme kleinere Masten ermöglicht (oder nur je einen Mast statt je zwei benachbarter mit VSC) könnte es durchaus sein, dass man in der raumordnerischen Abwägung die LCC bevorzugen würde (oder gar keine Wahl hat). Die Trassierungserfordernisse müssen den Vorrang haben gegenüber elektrotechnischen Unterschieden, die man letztlich leichter in den Griff bekommen kann

Die Festlegung auf (ausschließlich) VSC ist nicht hinreichend begründet und erscheint voreilig.

6.15 Phasenschieber

Bestehende Synchrongeneratoren von abgängigen Kernkraftwerken könnten eine neue Aufgabe als Phasenschieber erhalten, ggf. an anderem Ort (auch Offshore?) und damit die Netzsteuerung und die Verwendung von thyristorgesteuerter / netzgeführter LCC-DC erleichtern.

6.16 Varianten

Aus der Darstellung Seite 82 geht hervor, dass wohl kaum kleinräumige Varianten der Netztopologie geprüft und verglichen worden sind. Für die weitere Planung sollten aber elektrotechnisch gleichwertige oder jedenfalls ausreichende Alternativen angegeben werden, damit bei der konkreten Trassenplanung ggf. ein schwer erreichbarer Zielort gegen den andere ausgetauscht werden kann (siehe auch Anmerkungen dazu an anderer Stelle).

7. Bauweise / Kalkulation

Neue Leitungen sollten mit wesentlich weniger Magnetfeldern als bislang gebaut werden, um – unabhängig von der Frage nach tatsächlichen gesundheitlichen Wirkungen - einen häufig genannten Grund für Widerstand zu vermeiden. Die Schweizer Grenzwerte geben eine gute Orientierung.

Leitungen sollten zudem Corona-begrenzend gebaut werden, also u.a. genügend große Durchmesser und Leiterbündelung aufweisen, um Ionisation (und davon evtl. herrührende gesundheitliche Folgen im Zusammenhang mit geladenen Staubteilchen) zu vermeiden. Bei den neuen 380 kV-Leitungen scheint dies zufriedenstellend gelöst zu sein, bei den DC-Leitungen ist offen, wie das gelöst wird. Möglicherweise gibt auch diese Fragestellung einen Anstoß für netzgeführte DC, um die Zahl der Systeme zu begrenzen und diese dafür leistungsfähiger auszugestalten.

Eine abschnittsweise Verkabelung der neuen Trassen wird trotzdem nicht überall zu vermeiden sein.

Ohne eine umweltverträglichere Bauweise sind die Terminziele bis 2022 wohl nicht zu halten weil sonst zu viel Widerstand der Betroffenen entsteht. Diese Kosten sind aber wohl noch nicht kalkuliert worden.

8. Umgang mit dem Plan und Änderungserfordernissen

Für sämtliche vorgeschlagenen Maßnahmen für 2022 sind unverzüglich die trassenbezogenen/raumordnerischen Planungsschritte einzuleiten und voranzutreiben (also u.a. ökologische Kartierungen, Trassenplanung mit Varianten). Die DC-Korridore sind bereits für den Endbaubau vorzubereiten.

Käme man später zu der Erkenntnis, dass man bis 2022 doch ein paar Leitungen noch nicht benötigt, könnte man die weitere Planung auch in nachfolgenden Planungsschritten bzw. zum Zeitpunkt der Investitionsfreigabe „anhalten“. Dann würden sie einige Jahre später errichtet, bis 2032 werden sie wohl alle benötigt.

Die raumordnerischen Fragestellungen sollten systemunabhängig (z.B. DC statt AC, geänderte Bauweise) vorangetrieben werden.

9. Formelle Anmerkungen:

Wünschenswert wären für künftige Fassungen etwas kleinere Dateigrößen zum Download. Die Formatierung der pdf-Dateien sollte ein copy-paste ermöglichen. Die graue Hinterlegung v.a. im Anhang ist für einen Ausdruck mit Laserdrucker unpraktisch.

Die Höchstspannungsleitungen könnten mit „400 kV“ statt mit 380 kV bezeichnet werden.

Es sollte die Möglichkeit zu weiterem Daten-Download geschaffen werden (beispielsweise für die stundenweise ermittelten Lastflüsse), um Fachleuten zusätzliche Auswertungs- und Beurteilungsmöglichkeiten zu geben (darunter die vorstehend angefragten Auswertungen). Ein Teil der Daten sollte in allgemein üblichen Dateiformaten (z.B. xls) vorgehalten werden.

Die vorstehenden Stellungnahmen sind grundsätzlich als Vorschlag zur Prüfung der genannten Alternativen zu verstehen, die allerdings nach erst Ansicht sinnvoller erscheinen.

Parallel zur weiteren Abstimmung des NEP müssen die für die pünktliche Zielerreichung notwendige Planungsschritte und z.B. Ausschreibungen von Planungsleistungen bereits begonnen werden.

Mit freundlichen Grüßen

gez. Joachim Falkenhagen
Windland Energieerzeugungs GmbH