

Landtag Mecklenburg-Vorpommern

8. Wahlperiode

Wirtschaftsausschuss

Stellungnahme

der E.DIS AG

zur

öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses
am 27. Oktober 2022

zum Thema

**„Fortschritte und Perspektiven bei Wind-, Sonnen- und
Wasserstoffenergie in Mecklenburg-Vorpommern“**

hierzu: ADRs. 8/140

Stellungnahme der E.DIS AG zum Fragenkatalog für die öffentlichen Anhörung zum Thema „Fortschritte und Perspektiven bei Wind-, Sonnen- und Wasserstoffenergie in Mecklenburg-Vorpommern“ am 27. Oktober 2022

Ausschuss für Wirtschaft, Infrastruktur, Energie, Tourismus und Arbeit

1. Worin liegen aus Ihrer Sicht die größten Hemmnisse für den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien?

1. Aus Sicht eines Flächennetzbetreibers liegen die größten Hemmnisse für einen beschleunigten EE-Ausbau im „nicht Schritthalten können“ beim parallel erforderlichen Ausbau der 110kV-Netzebene, um die Erneuerbare Energie, die vor Ort erzeugt aber nicht vor Ort verbraucht werden kann, abtransportieren zu können. Umfangreiche und komplexe Genehmigungsverfahren und lange Bearbeitungszeiten insbesondere auch infolge von Personalmangel sind hier die wesentlichen Gründe.

2. Wo sehen Sie trotz erfolgter umfangreicher Gesetzesänderungen auf Bundesebene weiteren Handlungsbedarf zur Verbesserung der Rahmenbedingungen, um den Ausbau der erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern voranzubringen, insbesondere auch im Bereich der Nutzung von Geothermie und Biomasse?

2. Wir verweisen hier auf die Beantwortung der Frage 1. Aus Netzbetreibersicht ist der Fokus bei den Gesetzesänderungen bisher zu sehr auf den ausschließlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien gerichtet. Der begleitende und zwingend erforderliche Netzausbau der Stromnetze wird bis dato nicht gleichrangig priorisiert. Bzgl. der Nutzung von Geothermie und Biomasse können wir als Flächennetzbetreiber keine Aussagen tätigen.

3. Welche Grundvoraussetzungen müssen technisch und rechtlich für das Erreichen der Klimaschutzziele bis 2030 geschaffen werden

3. Auch hier verweisen wir auf die Beantwortung der Fragen 1. und 2. insbesondere bzgl. der technischen Voraussetzungen. Bzgl. der rechtlichen Voraussetzungen erachten wir zusätzlich die Überarbeitung der Regulierungsrahmenbedingungen als dringend notwendig, die künftig deutlich stärker die Aspekte des Klimaschutzes berücksichtigen müssen - u.a. die Belohnung von Innovationen, Technologieeinsatz, Speicherfähigkeit, zielgerichtete Ansiedlung von Großverbrauchern in Region mit großer Energieverfügbarkeit, u.s.w. Die bisherigen Regulierungsansätze wie Effizienz- und Kostensenkungspotentiale gelten als weitestgehend ausgereizt und nicht mehr vollständig zielgenau im Hinblick auf die Erfordernisse der Energiewende.

4. Wie bewerten Sie die Möglichkeiten des Einsatzes von Wind-, Sonnen- und Wasserstoffenergie sowie anderen Energiequellen in der Zukunft (kurz-, mittel- und langfristig)?

4. Flächennetzbetreiber sind bzgl. des Einsatzes, der Einspeisung und Weiterleitung von EE und anderer Energiequellen zur Neutralität verpflichtet und gewährleisten per gesetzlichem Auftrag den diskriminierungsfreien Zugang aller Erzeugungsenergien zum Strom- und Gasnetz. Im Vordergrund muss künftig eine schnelle, wirtschaftliche, effiziente sowie nachhaltige Integration der verschiedenen Erzeugungsenergien stehen, die den sicheren Betrieb des Gesamtsystems gewährleisten müssen. Zielführend wäre hier auch eine zentrale

Koordinationsfunktion, die sowohl den Ausbau der verschiedenen Optionen an Erneuerbaren Energien als auch den erforderlichen Netzausbau begleitend koordiniert.

5. Kann der jetzige und künftig steigende Energiebedarf allein durch Alternativenergien ohne Atomkraftwerke, Kohle und Gas gedeckt werden, auch unter der Voraussetzung, dass die dauernde Grundlastfähigkeit nicht überwiegend vorhanden ist? Welche Berechnungen und Quellen können hier vorgelegt werden?

5. Diese Frage ist durch den betreffenden Übertragungsnetzbetreiber zu beantworten. Dies ist eine Frage der System-Adequacy im europäischen Energiemarkt.

6. Welche Auswirkungen erwarten Sie durch den Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Netzstabilität und die Energiepreisentwicklung?

6. Aufgabe eines Flächennetzbetreibers ist es, unabhängig vom Anteil volatiler Stromerzeugung die Systemsicherheit und -stabilität jederzeit im Netzgebiet zu gewährleisten. Mit dem weiteren Zubau volatiler Erzeugungskapazitäten wird diese Aufgabe zunehmend herausfordernder. Bestehende betriebliche Prozesse werden komplexer und erweitert, die Netzinfrastruktur wird mit neuen innovativen Betriebsmitteln – wie auch im Übertragungsnetzbetrieb – angereichert werden. Diese Veränderungen werden Auswirkungen auch auf die Entwicklung der Netzentgelte haben.

7. Stehen für eine rechnerisch alleinige Versorgung mit Alternativenergien überhaupt genügend Flächen und Eignungsräume zur Verfügung, auch unter Berücksichtigung der Akzeptanz der Bevölkerung?

7. Als Netzbetreiber können wir die Frage der Flächenverfügbarkeit nicht beantworten. Bzgl. der Verbesserung der Akzeptanz in der Bevölkerung können aus unserer Sicht nur Preisentlastungen der direkt vom EEG- und Netz-Ausbau betroffenen Bürger beitragen als Motivationsinstrument für weitere Ausbauaktivitäten.

8. Kann ein Zubau von Windenergie an Land auf 2,1 Prozent der Landesfläche rein technisch überhaupt ins bestehende Netz eingespeist, übertragen oder verbraucht werden?

8. Das mögliche Einspeisevolumen ist abhängig von den Netzkapazitäten. Die Netze – alle Spannungsebenen und Netzverknüpfungspunkte zwischen den Spannungsebenen - müssen dringend ausgebaut werden. Stand heute stehen diesen EE-Ausbaukapazitäten auf der Erzeugungsseite in Mecklenburg-Vorpommern keine entsprechenden regionalen Lasten und Verbräuche gegenüber. Sinnvoll wäre, dass neben dem dringend erforderlichen Ausbau der Hochspannungsnetze zum Abtransport der Energie in andere, südlichere Regionen auch die aktive Ansiedlung energieintensiver Industrien in Mecklenburg-Vorpommern im Vordergrund stehen sollte.

9. Wie lange dauert ein entsprechender erweiterter Netzausbau für die Verteilnetze und Übertragungsnetze?

9. In der Hochspannung dauert derzeit ein einziges Freileitungsvorhaben (Planung – Genehmigung – Bau – Inbetriebnahme) 8 - 12 Jahre – unter Zugrundlegung der derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen – siehe auch Antworten zu Fragen 1. bis 3.. Um die klimapolitisch gewollten EE-Ausbauziele zu erreichen, wären aus heutiger Sicht bei paralleler

Abwicklung aller Netzausbauvorhaben mit speditivem Genehmigungsmanagement, bei Bereitstellung der notwendigen finanziellen wie materiellen Mittel sowie entsprechendem Aufbau von Personalkapazitäten mindestens 15 -20 Jahre erforderlich!

10. Wie lange dauert die Entwicklung von Speichertechnologie für große Strommengen und welchen Stellenwert dafür sehen Sie im Zuge des Ausbaus der Alternativenenergien?

10. Seit Jahren finden in verschiedensten Forschungs- und Praxisprojekten Entwicklungen auf diesem Gebiet und der dazugehörigen Technik statt. Als Verteilnetzbetreiber beobachten wir diese Entwicklungen und beteiligen uns an Pilotprojekten, können aber die Entwicklungen aktuell nicht prognostizieren. Als Verteilnetzbetreiber haben wir mit dem iElectrix-Projekt und dem daraus entstandenen Batteriespeicher in Friedland sehr gute Erfahrungen gemacht. Als Netzbetreiber sind wir jedoch wegen der derzeitigen Unbundlingvorschriften rechtlich nicht in der Lage einen Speicher zu betreiben. Es wäre insbesondere volkswirtschaftlich gesehen überaus vorteilhaft, wenn Netzbetreiber in den Verteilnetzen dezentrale Speicherprojekte in Überbauungen, in Power2X oder anderen Installationen unterstützen können, da diese bei einem netzdienlichen Einsatz einen sehr positiven Effekt auf Netzauslastung und -ausbaubedarf sowie Systemstabilität haben können.

11. Welche Priorisierung sehen Sie bei der Entwicklung und Umsetzung auf Alternativenenergien in Bezug auf Netzausbau, Speichertechnologie, Zubau von Wind (On- und Offshore) und Photovoltaik, endgültige Abschaltung Gas, Kohle und Atomkraftwerke, Entwicklung neuer Technologien (z. B. Wasserstoff) und wie ist der zeitliche Zusammenhang und Ablauf, damit jederzeit eine kostengünstige und bedarfsorientierte Versorgung grundsätzlich gesichert ist?

11. Der Netzausbau zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit und Netzstabilität hat unabhängig von etwaigen zukünftigen Technologieentwicklungen höchste Priorität und ist in den heute zu sehenden Dimensionen dringend erforderlich – Energienetze sind Kopplungs- und Knotenpunkt für alle künftigen Erzeugungstechnologien. Bereits heute besteht ein Rückstau beim Netzausbau, Beleg dafür sind die aktuellen und stetig steigenden Abschalterfordernisse von volatilen Erzeugungskapazitäten, die ungenutzt aber kostentreibend verloren gehen.

12. Welche Maßnahmen wären aus Ihrer Sicht notwendig, um die Akzeptanz insbesondere von Windkraftanlagen signifikant zu erhöhen?

12. Die Akzeptanz bei den Bürgern ist abhängig von der Sichtbarkeit und der Geräuschbelästigung durch EEG-Anlagen, der Belastung durch Bau- und Planungsphase sowie den finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten. Die Möglichkeiten der finanziellen Beteiligung von Gemeinden und/oder Anwohnern sollten so weit wie möglich vereinfacht werden. Die Einführung von generell günstigeren Gesamtenergiepreisen für vom EEG-Ausbau betroffene Bürger und Gemeinden in unmittelbarer Nähe zu EEG-Anlagen sollte künftig rechtlich/regulatorisch ermöglicht werden, um die Akzeptanz zu erhöhen.

13. Welche Maßnahmen erachten Sie als notwendig, um die Energieversorgung in unserem Land sicher, bezahlbar und nachhaltig zu gewährleisten?

13. Aufgabe eines Flächennetzbetreibers ist es, einen möglichst kostengünstigen, sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Eine Festlegung zu treffen, aus welchen (nachhaltigen) Quellen die zu transportierende Energie kommt, ist Aufgabe des Gesetzgebers. Dabei ist zu beachten, dass der Regulierungsrahmen die

gesellschaftspolitischen Ziele berücksichtigt und fördert (siehe auch Antwort auf Frage 3.).
Netzbetreiber stellen sicher, dass mit den vorhandenen Rahmenbedingungen das Gesamtsystem sicher betrieben werden kann.

14. Sollte es Ihrer Meinung nach gesonderte Regelungen etwa im Hinblick auf Abstandsregelungen oder Ausnahmen zur Errichtung auch außerhalb von Windeignungsgebieten für Repowering geben? Wenn ja, welche Regelungen könnten das sein?

14. Diese Frage kann durch Netzbetreiber nicht beantwortet werden.

15. Welche Möglichkeiten und Notwendigkeiten sehen Sie hinsichtlich der Unterstützung von Kommunen für kommunale Wärmeplanungen bzw. dem Einleiten und Gelingen der Wärmewende, insbesondere auch für kleinere Kommunen?

15. Netzbetreiber sehen sich als Infrastrukturdienstleister für die jeweilige Region und betrachten sich als erster Ansprechpartner der Kommunen und Gemeinden. Allerdings sind Unterstützungsmöglichkeiten grundsätzlich abhängig von regulatorischen und gesetzlichen Vorgaben, diese müssten vereinfacht und an die derzeitigen gesellschaftlichen Notwendigkeiten angepasst werden, damit die Kommunen von Seiten der Netzbetreiber aktiv unterstützt werden können. Beispielsweise könnten die Netzbetreiber gemeinsam mit Kommunen Wärmewendeszenarien entwerfen oder die Kommunen bei der Entwicklung von kommunalen Wärmeleitplanungen beraten.

16. Welche Unterstützung könnte und sollte Kommunen gegeben werden, um Klimaschutzkonzepte entwickeln zu können, beispielsweise in Form von Handlungsleitfäden, Bereitstellen von Daten oder Potenzialanalysen?

16. Die Antwort auf die Frage ist bereits in Ihrer Fragestellung enthalten (Handlungsleitfäden, Bereitstellung von Daten bzw. Potentialanalysen), darüber hinaus sollten Klima- oder Nachhaltigkeitsmanager dauerhaft in den Kommunen etabliert werden.
Insbesondere kleinere Kommunen sind jedoch aus unserer Sicht derzeit mit der Erstellung von Klimaschutzkonzepten sowohl fachlich als auch personell komplett überfordert!

17. Welche Rahmenbedingungen würden gebraucht, damit Kommunen auch selbst Anlagen zum Erzeugen erneuerbarer Energien errichten und damit Einnahmen generieren können, beispielsweise in Form von Hilfen zur Erstellung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen oder zum Erlangen der Kreditwürdigkeit?

17. Aus Sicht der Netzbetreiber müssten hierfür regulatorische und gesetzliche Regelungen geändert werden, unter dem aktuellen energiewirtschaftliche Regime dürfte die Errichtung von EEG-Anlagen und die dann sinnvolle Belieferung der Einwohner durch die Kommunen selbst nicht machbar sein. Für die reine Errichtung von EEG-Anlagen wären zudem Fördermaßnahmen zwingend notwendig. Für die wirtschaftliche Beurteilung brauchen die Kommunen Know-How, das ggfs. durch die Landkreise zur Verfügung gestellt werden sollte. Unter den gegenwärtigen Bedingungen scheinen Kommunen ohne Stadtwerke nicht in der Lage zu sein, EEG-Anlagen selbstständig zu errichten und zu betreiben
Diese Frage sollte jedoch insbesondere von kommunalen Vertretern beantwortet werden.

18. Welches Potenzial haben aus Ihrer Sicht Quartiers- bzw. Ortsteillösungen statt Einzelhauslösungen in Wohnsiedlungen mit überwiegender Einzel-, Doppel- bzw. Reihenhausbauung? Wie könnten Lösungen aussehen?

18. Quartiers- und Ortsteillösungen anstelle von Einzelhauslösungen bieten den Vorteil von Kosteneffizienz und ermöglichen Einbindung größerer Abwärme- oder Umweltwärmepotenziale in bspw. Nahwärmenetzlösungen. Zudem lassen sich Sektorkopplungen bspw. für zukünftig relevantere Kühlungs-/Klimatisierungsbedarfe oder Elektromobilität/Mieterstrom mit dem Sektor Wärmeerzeugung koppeln. Lösungen erfordern dabei eine bestimmte Mindestverdichtung der Bebauung (bspw. Kombination aus Geschoss- und/oder Reihenhaus-Bebauung mit EFH's).

19. Wie sollte Ihrer Meinung nach mit der in Mecklenburg-Vorpommern vorhandenen und sehr gut ausgebauten Gasinfrastruktur in vielen Kleinstädten umgegangen werden?

19. Die Gasinfrastruktur sollte so lange genutzt werden, wie sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, zum Klimaschutz und zur Sozialverträglichkeit leisten kann. Zu berücksichtigen sind ebenfalls alternative Nutzungsmöglichkeiten wie bspw. für Biogas, Wasserstoff, als Speicher- oder Leerrohrinfrastruktur.

20. Wie hoch ist die Zahl der durchschnittlichen Volllaststunden für Photovoltaik je Landkreis in Mecklenburg-Vorpommern? Wie hoch ist das Flächenpotenzial in Mecklenburg-Vorpommern auf bereits versiegelten Flächen?

20. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

21. Welche Ausbaubedarfe bestehen aktuell auf Ebene der Verteilnetzbetreiber, um die geplanten Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien in das Netz zu integrieren? Wo befinden sich die größten Engpässe im Bereich der Übertragungsnetzbetreiber?

21. Derzeit sind bei E.DIS knapp 50 110kV-Freileitungsvorhaben - alle Ausbauvorhaben sind im Netzausbauplan auf der Homepage der E.DIS Netz GmbH veröffentlicht - im erforderlichen Ausbaupfad auf der Verteilnetzebene erforderlich, um erneuerbare Energien in das Verteilnetz zu integrieren. In Bezug auf Ausbauvorhaben auf der Übertragungsnetzebene können wir keine validen Angaben machen. Anzumerken und nicht zu vergessen ist in diesem Zusammenhang auch der zusätzliche Ausbaubedarf für die Erfordernisse bei der Umsetzung der Verkehrs- und Wärmewende (u.a. E-Mobilität und Wärmepumpenzuwachs) auf den unteren Netzebenen im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetze. Diese Vorhaben sind zusätzlich zum Netzausbauplan zu sehen.

22. Inwieweit kann Wasserstoff in bestehenden Erdgasleitungen transportiert werden? Welche technischen Möglichkeiten der Beimischung und welche Grenzen gibt es? Gibt es technische Möglichkeiten, ein Wasserstoff-Methan- Gemisch wieder zu trennen?

22. In Hochdruckleitungen der E.DIS ohne Haushalts- oder Kundenanschlüsse ist nach unserer Meinung ein Transport von reinem Wasserstoff durch eine Gasartenumstellung auf Wasserstoff (5. Gasfamilie) theoretisch möglich. Hier ist allerdings zu beachten, dass die aktuelle Netzstruktur unabdingbar für die derzeitige Versorgung mit (Bio-)Erdgas (2. Gasfamilie „Methanreiche Gase“) ist. Eine intensive Reinigung der Rohrleitung vor Umstellung auf Wasserstoff ist zu erwarten.

Technisch ist eine Beimischung möglich und wird bereits bei verschiedenen Netzbetreibern durchgeführt. Nach DVGW Regelwerk G260 sind aktuell 10% Beimischung erlaubt; bis zu 20% sind nach vorheriger aufwändiger Prüfung aller Bestandskomponenten möglich. Bei

Vorhandensein einer Erdgastankstelle im eigenen oder nachgelagerten Netz ist eine max. 2%ige Beimischung zulässig.

Die Trennung eines Wasserstoff-Methan-Gemisch ist möglich.

23. Wie viel Elektrolyseur-Leistung plant die Landesregierung zu den Meilensteinen 2030, 2035 und 2040?

23. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

24. Die Landesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2035 die gesamte Energieversorgung des Landes auf erneuerbare Energien umzustellen. Wie viel erneuerbarer Strom aus welchen Quellen muss in Mecklenburg-Vorpommern produziert werden, um hier ausschließlich grünen Wasserstoff zu produzieren und den allgemeinen Stromverbrauch im Land zu decken?

24. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

25. Welche Möglichkeiten der Speicherung erneuerbarer Energien für das Stromnetz bestehen heute bereits? Wie sehen Produktionspotenziale und Lastbedarf im Jahresvergleich aus? Welches Potenzial bietet die Nutzung von Biomassekraftwerken zur zielgerichteten Lastdeckung beispielsweise nachts oder in Schwachwindphasen?

25. Im Netzgebiet der E.DIS beträgt die installierte EE-Leistung aktuell 12,4 GW, die max. Verbrauchslast dagegen nur 2,4 GW. Das heißt, für jede kWh, die E.DIS aus dem Übertragungsnetz bezieht, speist E.DIS bereits heute etwa 6 kWh zurück. Dies zeigt, dass der regional erzeugte EE-Strom nur anteilig in der Region verbraucht werden kann und abtransportiert werden muss. Der Netzausbau in der 110kV-Hochspannungsebene ist hierbei die zentrale Voraussetzung. Derzeit technisch verfügbare Stromspeichertechnologien spielen - sofern technologisch und regulatorisch sinnvoll einsetzbar - vorrangig in der Mittel- und Niederspannungsebene eine Rolle. Speichermöglichkeiten und -technologien als Anwendungsfälle im Hochspannungsnetz sind derzeit auf Grund des geringen Leistungsvermögens (noch) nicht relevant.

26. Welche Anforderungen muss ein modernes (Strom-)Verteilnetz zukünftig erfüllen? Welche Weichen kann die Landespolitik hierfür stellen?

26. Flächennetze wie das von E.DIS entwickeln sich von verbrauchsorientierten Verteilnetzen hin zu erzeugungsorientierten Einspeisenetzen und übernehmen somit einen signifikanten Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus leisten auch Flächennetzbetreiber auf Grund der steigenden Volatilität der EE-Verfügbarkeit und schnell wechselnden Energieflussrichtungen zunehmend Dienstleistungen zur System- und Netzstabilität. Um diesen Anforderungen an moderne, gut steuerbare Netze künftig zielgerichtet gerecht zu werden, ist der Einsatz von mehr Innovationen und mehr Digitalisierung zwingend erforderlich. In der weiteren Gesetzgebung ist diese veränderte Systemverantwortung und Investitionsbereitschaft künftig regulatorisch stärker zu berücksichtigen.

27. Mecklenburg-Vorpommern hat vergleichsweise hohe Strompreise. Welchen Überarbeitungsbedarf sehen Sie im Bund mit Blick auf die Netzentgelte? Welche Vorschläge zur Wälzung besonderer Kostenfaktoren wie einem hohen Anteil von Erzeugungsanlagen von erneuerbaren Energien sind Ihnen bekannt?

27. Aus unserer Sicht müssen künftig dringend die EE-integrationsbedingten Netzkosten bundesweit gerechter verteilt werden. Die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg haben hier einen Vorschlag für eine zielgenaue und operativ kurzfristig umsetzbare Lösung zur gerechteren Gestaltung der Netzentgelte vorgelegt.

28. Wie schätzen Sie den Konflikt zwischen landwirtschaftlichen Flächen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen hinsichtlich des Flächenverbrauchs ein? Welche Alternativen zur Freiflächen-Photovoltaik gibt es und welche Potenziale bieten diese?

28. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

29. Wie wird der Wärmebedarf deutscher Haushalte gedeckt? Welchen Anteil haben Gas, Heizöl, Kohle, Holz, Wärmepumpe, Solarthermie, Geothermie etc. bei der Wärmeversorgung? Gibt es Zahlen für Mecklenburg-Vorpommern?

29. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

30. Welchen Beitrag kann Biomasse auch in Verbindung mit anderen Formen erneuerbarer Wärmeversorgung (z. B. Wärmepumpen) zur Schaffung von Energiesouveränität beitragen?

30. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

31. Welche Mengen an Biomasse stehen für die Energieversorgung zur Verfügung? Woher kommt diese Biomasse? Wie hoch sind heimische Potenziale bei Biomasse (inklusive Holz) und biologischen Reststoffen? Welches Potenzial der energetischen Nutzung gibt es? In welchen Sektoren wird Biomasse (inklusive Holz) darüber hinaus verwendet?

31. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

32. Welche Rolle wird die Fernwärmeversorgung zukünftig übernehmen? Welche rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen müssen für einen erfolgreichen Betrieb vorliegen? Welche Optionen bieten hierbei Solarthermie, Geothermie, Biomasse und Großwärmepumpen?

32. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

33. Wie hoch sind die Gewerbesteuereinnahmen (letzte bekannte Daten) aus der Produktion von erneuerbaren Energien, aufgeschlüsselt nach Erzeugungsart sowie nach Steuer pro MW?

33. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

34. Wie werden sich die Gewerbesteuereinnahmen in Zukunft mit Blick auf die neue Gewerbesteuererlegung und dem Ausbau der erneuerbaren Energien entwickeln?

34. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

35. Wie oft wurde in Mecklenburg-Vorpommern Gebrauch von § 6 EEG gemacht und wie hoch waren die durchschnittlichen Einnahmen je Windenergieanlage/PV-Freiflächen-Anlage?

35. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

36. Welche bestehenden rechtlichen Möglichkeiten stehen den Behörden und Ämtern grundsätzlich zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren zur Verfügung und wie oft kommen diese zum Tragen (u. a. Ersetzen fehlender Stellungnahmen)?

36. Rechtlich besteht aus unserer Sicht auf Basis der heute gültigen Gesetzgebung nur bedingt Spielraum für Behörden und Ämter Planungs- und Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, wenn diese rechtssicher beschleunigt werden sollen. Diesbzgl. sind zwingend Änderungen in der Bundesgesetzgebung erforderlich, die den Herausforderungen der Energiewende insbesondere bzgl. des Netzausbaus gerecht werden müssen. Bezogen auf das anstehende Volumen der Vorhaben werben wir ausdrücklich für eine deutlich verbesserte Ausstattung der Planungs- und Genehmigungsbehörden mit ausreichenden personellen und technischen Ressourcen. Dies sehen wir gegenwärtig leider weder auf Ebene des Landes noch auf Ebene der Landkreise gewährleistet.

37. Welche landesrechtlichen Regelungen können zur Beschleunigung, Vereinfachung und zur Hebung weiterer Potenziale von Wind (Onshore/Offshore) und Photovoltaik (Freifläche/Dach) in Mecklenburg-Vorpommern beitragen?

37. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

38. Wie regeln andere Bundesländer auf der Ebene der Landesentwicklungsprogramme die Bereitstellung und Eingrenzung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen? Wie weichen diese von Mecklenburg-Vorpommern ab (Ziele und Grundsätze der Raumordnung und andere Regelungen)?

38. Die künftige Synchronisierung von neuen großen PV-Freiflächenanlagen, die nicht der EEG-Förderung unterliegen, mit vorhandenen 110kV-Hochspannungskapazitäten ist elementar erforderlich. Nur so kann gewährleistet werden, dass so schnell und effizient wie möglich der gesamte PV-Strom in das Netz integriert und ggfs. abtransportiert werden kann!

39. In § 37 EEG werden verschiedene Flächen genannt, die für die Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen in Betracht kommen. Im Umfang unterscheiden sich die Potenziale erheblich. Wie stellen sich die Potenziale der einzelnen Flächen nach dem EEG in Mecklenburg-Vorpommern dar (bitte nach theoretischem, technischem, wirtschaftlichem und erschließbarem Potenzial differenzieren)?

39. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

40. Auf wie viel der landwirtschaftlichen Fläche Mecklenburg-Vorpommerns werden derzeit Energiepflanzen angebaut [bitte differenzieren nach Nutzungszweck (Biogas, Biosprit etc.)]?

40. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

41. Welche der weichen Tabu-Kriterien und Restriktionskriterien, die aktuell in den Planungsverbänden zur Fortschreibung der Regionalpläne zur Ermittlung der Windeignungsgebiete angesetzt werden, bieten das größte Flächenpotenzial in dem Fall, in dem sie nicht angewendet werden?

41. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

42. Wie könnte ein einheitliches Kriterien-Set (harte, weiche Tabukriterien und Restriktionskriterien), welches nach Abwägungsentscheidungen ein erschließbares Potenzial von 2,1 Prozent darstellt, aussehen und welche weiteren Überlegungen sind zu tätigen?

42. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

43. Wie lange dauert ein Verfahren zur Aufstellung einer Fortschreibung des Regionalen Raumentwicklungsprogrammes, welches sich strikt an die gesetzlichen Fristen (min./max.) anlehnt?

43. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.

44. Welche Voraussetzungen müssten vorliegen, damit die gesetzliche Verfahrensdauer nicht überschritten wird?

44. Diese Frage können wir als Netzbetreiber nicht beantworten.