

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Oliver Krischer,
Lisa Badum, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
– Drucksache 19/1461 –**

Beschleunigung und Optimierung des Ausbaus der Stromnetze

Vorbemerkung der Fragesteller

Ein wichtiger Baustein der Energiewende sind die Übertragungs- und Verteilnetze. Der Ausbau und die intelligente Modernisierung der Netze ist zentrale Voraussetzung für den Erfolg der Energiewende.

1. Wie stellt die Bundesregierung sicher, dass der nächste Netzentwicklungsplan Szenarien enthält, die von mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien im Jahr 2030 ausgehen?

Der Netzentwicklungsplan und der zugrunde liegende Szenariorahmen werden nach Entwürfen der Übertragungsnetzbetreiber und nach aufwendigen öffentlichen Anhörungen von der Bundesnetzagentur genehmigt. Diese transparenten Verfahren stellen sicher, dass der Szenariorahmen die gesetzlichen Vorgaben einhält und die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdeckt.

2. Ist im Zusammenhang mit der im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD angekündigten Anpassung der Ziele für erneuerbare Energien eine kurzfristige Anpassung des Szenariorahmens geplant?

Wenn nein, warum nicht?

Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur einen Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2019 – 2030 vorgelegt. Die Bundesnetzagentur wird das Verfahren weiter fortsetzen und dabei selbstverständlich im Rahmen ihrer Genehmigung auch die aktuellen politischen Entwicklungen berücksichtigen, die die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem Entwurf noch nicht verarbeiten konnten.

3. Wird die Bundesregierung als Sensitivität und ohne Jahreszahl auch ein Szenario mit 100 Prozent erneuerbaren Energien rechnen lassen, und falls nein, warum nicht?

Im Energiewirtschaftsgesetz ist vorgesehen, dass der Netzentwicklungsplan Szenarien für mindestens die nächsten zehn bis höchstens die nächsten zwanzig Jahre abdeckt. Dabei ist das Rechnen von Sensitivitäten nur dann sinnvoll, wenn gezielt die Auswirkungen bestimmter energiepolitischer, technischer oder netzwirtschaftlicher Vorschläge untersucht werden sollen. Sie liefern nur dann Erkenntnisse, wenn ansonsten der Kern der normalen Szenarien, z. B. das jeweilige Zieljahr, beibehalten wird. Eine Sensitivität, die letztlich nur die zeitliche Vornahme eines energiepolitischen Finalzieles beinhaltet, ist insofern nicht sinnvoll, weil sie notgedrungen die Realisierung des Finalziels mit den heutigen technischen Mitteln simulieren muss. Damit würde der Netzausbaubedarf tendenziell überschätzt.

4. Teilt die Bundesregierung die Einschätzung, dass die Redispatch-Kosten bei einer Aufteilung der Stromgebotzonen, entlang der Netzengpässe, schon vor Fertigstellung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Trassen deutlich geringer ausfallen würden (bitte begründen)?

Die Bundesregierung setzt sich für den Erhalt der einheitlichen deutschen Stromgebotzone ein. Ihre Teilung wäre für den Wirtschaftsstandort Deutschland und für das Vorankommen der Energiewende mit erheblichen Nachteilen verbunden.

Per Definition fallen in kleineren Stromgebotzonen geringere Redispatchmengen und -Kosten an. Die alleinige Betrachtung von Redispatch-Kosten würde die Diskussion um die optimale Strommarktgestaltung jedoch auf unzulässige Weise verengen. Eine Änderung der Gebotzonenkonfiguration hätte Auswirkungen nicht nur auf Redispatch-Kosten, sondern auf eine Vielzahl von weiteren zentralen Eigenschaften des Stromsystems.

Dazu gehören u. a. Strompreise, Investitionssicherheit, Marktliquidität, räumliche Ausgleichseffekte, Stromgestehungskosten, internationale Wettbewerbsfähigkeit, Erzeuger- und Verbraucherrenten, politische Rahmenbedingungen für Erneuerbaren-Förderung und Netzausbau.

5. Teilt die Bundesregierung die Einschätzung, dass die Redispatch-Kosten bei einer sofortigen Stilllegung der Atomkraftwerke Brokdorf, Emsland und Grohnde sinken würden (bitte begründen)?

Der Bundesregierung liegen keine Hinweise darüber vor, dass die Betreiber der genannten Kernkraftwerke ihre Anlagen vorzeitig stilllegen wollen. Auch verfügt die Bundesregierung nicht über Erkenntnisse zu der Frage, wie sich die Stilllegung der genannten Kernkraftwerke auf die Redispatch-Kosten auswirken würde. Grundsätzlich gilt, dass in Zeiten hoher Windeinspeisung bei gleichzeitiger Einspeisung von Strom aus konventionellen Kraftwerken im Norden Deutschlands Netzengpässe hervorgerufen oder verstärkt werden können.

6. Sieht die Bundesregierung für den Zeitraum einer offiziellen Prüfung von wiederkehrenden Zahlungen an Grundstückseigentümer (wie im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD angedacht) die Gefahr der Verzögerung der Netzplanungen, und wenn nein, warum nicht?

Im Koalitionsvertrag vereinbart ist die Prüfung einer finanziellen Beteiligung betroffener Grundeigentümerinnen und -eigentümer an der Wertschöpfung des Netzausbaus. Auf die Netzentwicklungsplanung (Bedarfsfrage) und die dann zu dementsprechenden Trassen nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren hätten eventuelle Änderungen der Modalitäten des Entschädigungsregimes keinen Einfluss. Regelungen zur Nutzung eines konkreten Grundstücks in einer planfestgestellten Trasse müssen erst daran anschließend greifen. Derzeit erfolgt in über 95 Prozent der Fälle eine gütliche Einigung zwischen Netzbetreibern und Eigentümern, und kommt es nicht zu sonst möglichen Enteignungsverfahren hierzu wird auch auf eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) „Entschädigung von Grundstückseigentümern und Nutzern beim Stromnetzausbau – Eine Bestandsaufnahme“ verwiesen, die auf der Internetseite des BMWi veröffentlicht ist.

7. Inwiefern sind, nach Ansicht der Bundesregierung, Gerichtsverfahren ein Grund für den verzögerten Netzausbau (siehe www.energate-messenger.de/news/181179/altmaier-netzausbau-ist-die-kernfrage), und was könnte getan werden, um hier schneller zu werden?
8. Bei welchen konkreten Trassen hätten diese Schritte zu welcher Beschleunigung geführt?

Die Fragen 7 und 8 werden gemeinsam beantwortet.

Für die Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) und des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) ist das Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) erst- und letztinstanzlich zuständig. Dadurch konnte bereits eine deutliche Beschleunigung herbeigeführt werden. Für alle Beteiligten kann damit eine schnelle Rechts- und Planungssicherheit geschaffen werden.

In den meisten Verfahren wurden die Klagen abgewiesen. Nur in einzelnen Verfahren wurden Planfeststellungsbeschlüsse für rechtswidrig und nicht vollziehbar erklärt. Grund waren beispielsweise komplexe Fragen zu zwingenden naturschutzrechtlichen Planungsvorgaben (z. B. EnLAG-Vorhaben Nr. 3 „Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL), Nennspannung 380 kV“) oder die Abwägung der Trassenvarianten (EnLAG-Vorhaben Nr. 15 „Neubau Höchstspannungsleitung Osterath – Weißenthurm, Nennspannung 380 kV“).

Gerichtsverfahren können beispielsweise vermieden werden, wenn juristisch umstrittene Fragen durch den Gesetzgeber klargestellt werden. Dies schafft Rechtssicherheit und führt damit zugleich zu Beschleunigung (hierzu wird auch die Antwort zu Frage 9 verwiesen).

9. Welche Maßnahmen möchte die Bundesregierung ergreifen, um den Netzausbau zu beschleunigen (bitte unter Angabe des Zeithorizonts beantworten)?

Im Koalitionsvertrag ist festgehalten, das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) zu novellieren und zu vereinfachen. Die Bundesregierung wird das entsprechende Verfahren in diesem Sommer anstoßen.

Zudem hat sich die Bundesregierung darauf verständigt, das Planungs- und Genehmigungsrecht unter Beibehaltung des nationalen Schutzniveaus umfassend auf Beschleunigungs- und Entbürokratisierungsmöglichkeiten zu überprüfen. Des Weiteren will sich die Bundesregierung auf EU-Ebene für eine Reduzierung von Bürokratiebelastungen bei Planungs- und Genehmigungsverfahren einsetzen.

Es wird ein Maßnahmenplan zur Optimierung der Bestandsnetze und zum schnelleren Ausbau der Stromnetze erarbeitet. Neben den Vorhaben zum Netzausbau und zur Netzverstärkung kommt der Nutzung von Technologien zur höheren Netzauslastung eine große Bedeutung zu. In vielen Fällen ist der Einsatz solcher Technologien (z. B. Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturbeseilung) bereits geplant oder in der Umsetzung. Um darüber hinaus gehende Maßnahmen identifizieren zu können, ist ein kontinuierliches Monitoring geplant, um zu identifizieren, welche Teilabschnitte im Netz bereits Netzoptimierungsmaßnahmen nutzen und für welche eine kurzfristige Umsetzung möglich ist. Auch mit neuen Technologien und einer besseren Zusammenarbeit der Netzbetreiber sollen die vorhandenen Netze höher ausgelastet werden. Hierzu wurde bereits ein dena-Stakeholder-Prozesses durchgeführt. Die darin vereinbarten Maßnahmen sollen soweit möglich zeitnah und bis spätestens 2023 umgesetzt werden. Diesbezüglich wird auch auf die Antwort zu Frage 10 verwiesen.

10. Welche Netzoptimierungsmaßnahmen bevorzugt die Bundesregierung, um die bestehenden Stromnetze in ihrer Leistung zu optimieren?

Bis wann und in welchem Maße könnten diese Maßnahmen die Übertragungskapazität von bestehenden Stromnetzen erhöhen?

Im Rahmen des dena-Stakeholder-Prozesses „Höhere Auslastung des Stromnetzes“ wurden die Möglichkeiten zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes identifiziert und es wurden konkrete Maßnahmen zwischen den Stakeholdern vereinbart.

Das Ergebnispapier ist veröffentlicht (https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf). Hierzu gehören u. a. die Einführung eines so genannten „NOVA“-Monitorings, die Umsetzung eines flächendeckenden Freileitungsmonitorings bis 2022, die Aufnahme baulicher Zwischenmaßnahmen im Netzentwicklungsplan bis 2023 und die Optimierung der Redispatchprozesse. Laut Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 führt die Umsetzung der baulichen Zwischenmaßnahmen allein in den Jahren 2023 bis 2025 zu einem volkswirtschaftlichen Nutzen von etwa 2 Mrd. Euro durch Einsparung von Redispatch-Kosten.

11. Auf wie viel Prozent der stark belasteten Leitungen sind Maßnahmen wie Freileitungsmonitoring und/oder Hochtemperaturleiterseile bereits installiert worden (bitte Angaben nach umgesetzten Maßnahmen in Prozent aufschlüsseln)?

Fließen die dadurch zusätzlich nutzbaren Übertragungskapazitäten bereits in die vortägigen Lastflussprognosen mit ein?

Wenn nein, warum nicht?

Der aktuelle Umsetzungsstand von Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen wird im Ergebnispapier dena-Stakeholder-Prozesses „Höhere Auslastung des Stromnetzes“ im Kapitel 3.2 bzw. Kapitel 3.3 dargestellt. Auch wenn

das Freileitungsmonitoring bei allen vier Übertragungsnetzbetreibern Anwendung findet, so unterscheidet sich in der Netzbetriebsführung derzeit die konkrete Umsetzung, u. a. aufgrund historisch unterschiedlicher Ausgangsbedingungen. Die Ausführungen zu Hochtemperatur-Leiterseilen beziehen sich auf den Typ HTLS mit geringem Durchhang. Von dieser Technik sind bei allen vier Übertragungsnetzbetreibern Pilotprojekte im Einsatz.

Bei den vortägigen Lastprognosen der Übertragungsnetzbetreiber – dem sogenannten Day Ahead Congestion Forecast (DACF) – findet die tatsächliche für den Folgetag erwartete Netztopologie Anwendung. Saisonal höhere Stromtragfähigkeiten sowie eingesetzte Hochtemperaturleiterseile finden demnach Berücksichtigung.

Auch auf der Verteilernetzebene führen die Netzbetreiber Maßnahmen zur Netzoptimierung durch. Es wird diesbezüglich auf den Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur, S. 94, verwiesen. 22 Verteilernetzbetreiber wenden Leiterseil-Monitoring an, elf Verteilernetzbetreiber Hochtemperatur-Leiterseile.

12. Könnte nach Kenntnis der Bundesregierung eine flächendeckende Umsetzung der Maßnahmen Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile helfen, mehr Strom zu transportieren, bis die notwendigen neuen Leitungen fertig sind?

Wenn ja, in welchem Umfang, und wenn nein, warum nicht?

Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile werden bereits im Rahmen der Netzentwicklungspläne berücksichtigt, d. h. der derzeit ermittelte Netzausbau unterstellt bereits, dass beides zum Einsatz kommt. Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile zählen zum sogenannten NOVA-Prinzip, das besagt, dass erst Netzoptimierungen ausgeschöpft werden müssen, bevor Netzverstärkungen oder – falls erforderlich – ein Netzausbau in Betracht kommen. Das Freileitungsmonitoring fällt unter die Kategorie Netzoptimierung. Der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen zählt als Netzverstärkung. So wird beispielweise bei der Prüfung der BNetzA durch entsprechende Konfiguration der Datensätze unterstellt, dass im Zieljahr flächendeckend Freileitungsmonitoring, also die höhere Auslastbarkeit der Freileitungen bei windreichen Verhältnissen, stattfindet.

Bezüglich der Eignung und des Einsatzpotentials von Hochtemperaturleiterseilen wird auf das Ergebnispapier des dena-Stakeholderprozesses „Höhere Auslastung des Stromnetzes“, Kapitel 3.3, verwiesen. Ein flächendeckender Einsatz ist nicht möglich. Hochtemperaturleiterseile sind nur geeignet, falls bestehende Leiterseile einen Engpass darstellen, die Stromtragfähigkeit unter 3 600 Ampere beträgt, die bestehenden Masten statisch in der Lage sind, diese Seile zu tragen, sowie die angrenzenden Betriebsmittel ebenfalls eine erhöhte Stromtragfähigkeit aufweisen bzw. schnell umgerüstet werden können.

13. Von welcher Kostensenkung (Redispatch, Einspeisemanagement) geht die Bundesregierung durch den Ausbau der Stromübertragungsnetze aus?

Die Netzentwicklungsplanung zielt auf ein bedarfsgerechtes und weitgehend engpassfreies Netz, das für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb sowie eine möglichst vollständige Integration der erneuerbar erzeugten Strommengen erforderlich ist. Hierfür ist allerdings eine vollständige Realisierung aller Netzausbauvorhaben bis zum jeweiligen Zieljahr erforderlich.

Eine seriöse Bezifferung der Redispatch-Kosten in einem bestimmten Zieljahr gegenüber einem Szenario, bei dem kein oder ein verzögerter Netzausbau stattfindet, ist nicht ohne weiteres möglich und auch nicht zielführend. Eine separate Betrachtung allein der Redispatch-Kosten kann ohnehin nicht maßgebend sein, sondern nur die Entwicklung der gesamten Systemkosten.

14. Welche Maßnahmen plant die Bundesregierung, damit eine bessere Nutzung von Ökostrom sichergestellt ist und die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen vermieden wird?

Mit Blick auf die nationalen und europäischen Klimaschutzziele sollte aus Sicht der Bundesregierung grundsätzlich möglichst viel Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen in das Stromnetz aufgenommen werden. Gleichwohl ist es ökonomisch nicht sinnvoll, die Stromnetze so auszubauen, dass die Aufnahmekapazität der Stromnetze auch für seltene Einspeisespitzen ausreichend ist. Es sollten vielmehr die Nutzen und Kosten der jeweiligen Handlungsoptionen gegeneinander abgewogen werden.

Der Netzausbau ist eine vergleichsweise kostengünstige Flexibilitätsoption für die Integration der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Die Bundesregierung erachtet daher den Ausbau der Stromnetze als zentrale Maßnahme, um eine Integration und bessere Nutzung erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Die Bundesregierung plant, den Netzausbau zu beschleunigen und die Nutzung der Bestandsnetze zu optimieren.

Dabei besteht die Herausforderung in einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten. Des Weiteren plant die Bundesregierung eine verstärkte regionale Steuerung des weiteren Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen, so dass der Verschärfung von Netzengpässen und zusätzlichen Abregelungen entgegengewirkt werden kann.

15. Gibt es Fälle, in denen der Bereich der Spannungsstabilität durch Parallelkompensation (MSCDN) erweitert wird, aus dem Grund, dass einige Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsleistung durch das Erreichen der Grenze der Spannungsstabilität begrenzt sind, und wenn nein, sind derartige Maßnahmen vorgesehen?

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 dargelegt, dass an neun verschiedenen Standorten Kompensationsanlagen in Betrieb genommen wurden. So sind an vier Standorten MSCDN (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network), an drei Standorten Spulen, an einem Standort ein SVC (Static var compensator) und an einem Standort ein rotierender Phasenschieber in Betrieb gegangen. Insbesondere unter den so genannten Startnetzmaßnahmen finden sich weitere Projekte zur Errichtung von Kompensationsanlagen, die bis 2023 in Betrieb gehen sollen. An zwölf Standorten sollen MSCDN errichtet werden, an elf Standorten weitere Spulen, an einem Standort ein SVC und an einem Standort ein STATCOM (Static Synchronous Compensator). Ferner haben die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan 2017 – 2030 mit der Maßnahme M519 die Errichtung je einer Serienkompensationsanlage an den beiden bestehenden Stromkreisen zwischen Stadorf und Wahle beantragt. Diese Maßnahme wurde als Ad-Hoc-Maßnahme durch die Bundesnetzagentur bestätigt und soll bis 2022 umgesetzt werden.

16. Wie gedenkt die Bundesregierung, die regelzonenübergreifende Optimierung sicherzustellen, und bis wann ist mit der Errichtung der Querregeltransformatoren zur Lastflusssteuerung zu rechnen, welche die Bundesnetzagentur in der „Bedarfsermittlung 2017 bis 2030 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“ bestätigt hat?

Die Errichtung der sieben bestätigten „Ad-Hoc“-Maßnahmen erfolgt nach aktuellem Stand (gemäß zweitem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2017 – 2030 der Übertragungsnetzbetreiber) spätestens bis zum Jahr 2023. Der spätere Betrieb des jeweiligen Betriebsmittels (Phasenschiebertransformatoren) obliegt dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber. Auch die heutige Systemführung auf Übertragungsnetzebene erfolgt bereits regelzonenübergreifend.

17. Sieht die Bundesregierung Möglichkeiten, nicht ausnutzbare Übertragungskapazitäten, die heute als Sicherheitsreserve vorgehalten werden, durch die Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums nutzbar zu machen?

Wenn ja, in welchem Maße könnten die Redispatchkosten hierdurch reduziert werden?

Wenn nein, warum nicht?

Die Bundesregierung sieht eine Reihe interessanter Optionen, durch technische Maßnahmen die Netzauslastung zu erhöhen. Es wird auch auf die Antwort zu Frage 10 verwiesen.

Im Rahmen des dena-Stakeholder-Prozesses „Höhere Auslastung des Stromnetzes“ wurden zwischen den beteiligten Akteuren Maßnahmen vereinbart, um die Einführung neuer Technologien und Systemführungskonzepte zu beschleunigen. Zu diesen Technologien gehört auch eine innovative, weitgehend automatisierte Systemführung im Sinne einer reaktiven Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit und einer damit verbundenen (teil-) automatisierten Lastflusssteuerung, durch die die Bestandsnetze in einem längerfristigen Zeithorizont höher ausgelastet werden könnten. Für eine Umsetzung sind noch umfangreiche Entwicklungsarbeiten und Erprobungen erforderlich. In welchem Maße die Redispatch-Kosten hierdurch gegenüber einem Referenzszenario gesenkt werden könnten, hängt von einer Vielzahl von Parametern und der technischen Ausgestaltung ab.

