

Antrag

der Fraktion der FDP/DVP

und

Stellungnahme

des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Konzept der Landesregierung zur Realisierung von 15 Backup-Kraftwerken bis 2030

Antrag

Der Landtag wolle beschließen,
die Landesregierung zu ersuchen
zu berichten,

1. wie hoch die Grundlast des baden-württembergischen Stromnetzes ist (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe der täglichen Grundlast in Gigawatt);
2. inwiefern Wind- und Photovoltaikanlagen geeignet sind, um die erforderliche Grundlast des Stromnetzes aufrechtzuerhalten, die nicht unterschritten werden darf (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe der des täglichen Beitrags von Wind- und Photovoltaikanlagen in Gigawatt);
3. inwiefern der Ausbau von weiteren Kraftwerken in Baden-Württemberg geplant ist, die nach dem Kohleausstieg von 2030 als Backup-Lösungen dienen sollen (vgl. SWR Aktuell, „TransnetBW fordert Bau neuer Kraftwerke in Baden-Württemberg“, 4. Oktober 2023);
4. in welchem Umfang Steinkohlekraftwerke auch nach dem beschleunigten Kohleausstieg in die Netzreserve überführt werden und mit hinreichender Verlässlichkeit verfügbar sind;
5. in welchem Umfang eine Kraftwerksstrategie den Ausbau von Backup-Kapazitäten vorsieht (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe der prognostizierten Backup-Kapazität in Gigawatt);
6. wie genau bislang Verbände oder sonstige Interessensvertreter in den Abstimmungsprozess zum Ausbau von Backup Kraftwerken einbezogen wurden;
7. wann mit der Fertigstellung von Gaskraftwerken als Backup-Lösungen zu rechnen ist (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe der voraussichtlichen Inbetriebnahme in Jahren);

Eingegangen: 29.11.2023 / Ausgegeben: 16.1.2024

*Drucksachen und Plenarprotokolle sind im Internet
abrufbar unter: www.landtag-bw.de/Dokumente*

Der Landtag druckt auf Recyclingpapier, ausgezeichnet mit dem Umweltzeichen „Der Blaue Engel“.

8. wie die Genehmigungsverfahren und die Bauzeit von Backup-Kraftwerken verkürzt werden soll (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe des voraussichtlich angestrebten Genehmigungsverfahrens in Monaten);
9. wie hoch der Investitionsrückstau bei wasserstofffähigen Gaskraftwerken ist;
10. inwiefern Anreizsysteme (z. B. Investitionsvorschüsse) für Investoren von wasserstofffähigen Gaskraftwerken geplant sind;
11. in welchem Umfang wasserstofffähige Kraftwerke vor erneuerbaren Energien zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt werden sollen;
12. inwiefern durch zusätzliche Kosten für Redispatch Stromverbraucher finanziell zusätzlich belastet werden;
13. welche landespolitischen Maßnahmen ergriffen werden, um Verbraucher vor zusätzlichen Kosten durch Redispatch zu schützen;
14. inwiefern der Ausbau von Batterien oder Akkus als Langzeitspeicher oder chemische Speicher in Form von Wasserstoff geplant sind, um die Grundlast des baden-württembergischen Stromnetzes aufrechtzuerhalten;
15. inwiefern durch den Ausbau von Batterien oder Akkus als Langzeitspeicher oder chemischen Speichern in Form von Wasserstoff eine Erhöhung des Strompreises zu erwarten ist.

29.11.2023

Dr. Rülke, Bonath
und Fraktion

Begründung

Medienberichten zufolge (vgl. SWR Aktuell, „TransnetBW fordert Bau neuer Kraftwerke in Baden-Württemberg“, 4. Oktober 2023) benötigt das Land Baden-Württemberg aus der Sicht von Netzbetreibern eine Kraftwerksstrategie, die Backup-Kapazitäten von 6,5 GW vorsieht. Dies entspricht der Leistung von etwa zehn bis 15 konventionellen Kraftwerken. Der vorliegende Antrag fasst daher die Bedeutung von Backup-Kapazitäten in den Blick und fragt insbesondere nach den Folgen für die Versorgungssicherheit und die Stromverbraucher.

Stellungnahme

Mit Schreiben vom 21. Dezember 2023 Nr. UM61-0141.5-23/21/2 nimmt das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft im Einvernehmen mit dem Ministerium für Finanzen zu dem Antrag wie folgt Stellung:

*Der Landtag wolle beschließen,
die Landesregierung zu ersuchen
zu berichten,*

1. wie hoch die Grundlast des baden-württembergischen Stromnetzes ist (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe der täglichen Grundlast in Gigawatt);

Als Grundlast eines Stromnetzes gilt die konstant benötigte elektrische Leistung in einem Versorgungsgebiet. Sie stellt somit die niedrigste Belastung des Stromnetzes dar, die nie unterschritten wird.

Das Stromnetz ist in mehrere Spannungsebenen aufgeteilt. Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (in Baden-Württemberg ist dies im Wesentlichen die TransnetBW) betreiben die Übertragungsnetze (Hoch- und Höchstspannungsnetze). Daran angeschlossen sind Verteilnetze, die den lokalen Stromtransport bis zum einzelnen Hausanschluss sicherstellen. In Baden-Württemberg gibt es über 100 Verteilnetzbetreiber.

Durch die Energiewende und den Zubau dezentraler erneuerbarer Energien, insbesondere Wind- und PV-Anlagen, wird Strom auf allen Spannungsebenen eingespeist. Die Grundlast eines baden-württembergischen Stromnetzes kann daher nicht ermittelt werden.

Dem Übertragungsnetz kommt aber die Aufgabe zu, einen Ausgleich der Energienachfrage über die Verteilnetze zu organisieren. Daher bezieht sich die weitere Beantwortung der Frage auf die sogenannte Regelzonenlast, also den Lastverlauf auf Übertragungsnetzebene im Verantwortungsbereich der TransnetBW.

Die TransnetBW beschreibt auf ihrer Internetseite die Regelzonenlast wie folgt:

„Die Regelzonenlast ist die vorzeichenrichtige Summe aller Einspeisungen – Kraftwerke und Übergaben zu/aus benachbarten Netzen – in die 380/220/110 kV-Netze der TransnetBW-Regelzone. Aufaddiert werden Einspeisungen aus Windenergieanlagen – Erfassung mittels Hochrechnungsverfahren – und Photovoltaikanlagen – Erfassung mittels Prognoseverfahren – sowie aus sonstigen EEG-Einspeisungen (Biomasse, kleine Wasserkraft, Klär- und Grubengase) – Erfassung mittels typischer Konstanten. Bei den veröffentlichten Daten handelt es sich um Werte aus der betrieblichen Messung.“

Im vergangenen Jahr (Dezember 2022 bis November 2023) lag die minimale Regelzonenlast im Netzgebiet der TransnetBW bei 4 540 MW.

Aktuelle Werte werden veröffentlicht unter: <https://www.transnetbw.de/de/transparenz/marktdaten/kennzahlen>.

2. inwiefern Wind- und Photovoltaikanlagen geeignet sind, um die erforderliche Grundlast des Stromnetzes aufrechtzuerhalten, die nicht unterschritten werden darf (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe der des täglichen Beitrags von Wind- und Photovoltaikanlagen in Gigawatt);

Die Leistung aus Wind- und Photovoltaikanlagen ist witterungsabhängig, womit eine stochastische Verfügbarkeit vorliegt. Durch eine breite Streuung an Anlagestandorten und Technologien sowie eine entsprechende Dimensionierung der Zubaumenge werden in Summe die Erzeugungsbänder verbreitert. Der geografi-

sche Ausgleich erfolgt über das Stromnetz. Sollte in einem Moment dennoch das Angebot an regenerativer Energie aus witterungsabhängigen Erzeugungsanlagen nicht ausreichen, stehen regelbare erneuerbare Energieanlagen wie Biomasse oder Wasserkraftanlagen als Ergänzung zur Verfügung. Darüber hinaus wird durch thermische Kraftwerke (insbesondere am Markt befindliche Kraftwerke) die notwendige Ergänzungsleistung zur Verfügung gestellt. Perspektivisch sollen die thermischen Kraftwerke mit regenerativen Energieträgern wie grünem Wasserstoff betrieben werden.

Neben der Anpassung der Erzeugungsleistung gilt als weiterer Hebel zur Stabilisierung des Stromnetzes eine Flexibilisierung der Nachfrage. Im privaten Bereich kann dies durch eine gesteuerte Ladung eines Elektrofahrzeugs erreicht werden oder über eine angepasste Fahrweise einer Wärmepumpe. Im gewerblichen und industriellen Umfeld existieren ebenfalls Last-Verschiebepotenziale, die eine Anpassung von Stromangebot und -nachfrage ermöglichen.

Ergänzend zu den Marktkraftwerken stehen im In- und Ausland Netzreservekraftwerke zur Verfügung, die im Bedarfsfall auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers aktiviert werden können.

Anhand der Kennzahlen der TransnetBW ist im letzten Jahr (Dezember 2022 bis November 2023) eine Mindesteinspeisung von 16 MW durch Photovoltaik (14. Dezember 2022; gleichzeitige Windeinspeisung 82 MW) und eine Mindesteinspeisung bei der Windenergie von 4 MW (10. August 2023; gleichzeitige PV Einspeisung 1 835 MW) zu ermitteln.

Ergänzend zeigt Abbildung 1 den Jahresverlauf (Dezember 2022 bis November 2023) der Wind- und PV-Einspeisung in die Regelzone der TransnetBW. Mit Ausnahme von drei, ein- bis zweiwöchigen „Tälern“ im Dezember 2022, im Januar und nochmals im November 2023 stehen pro Woche konstant mehr als 150 000 MWh aus Windkraft und Photovoltaik zur Verfügung. Im Mittel entspricht dies einer Leistung von 892 MW.

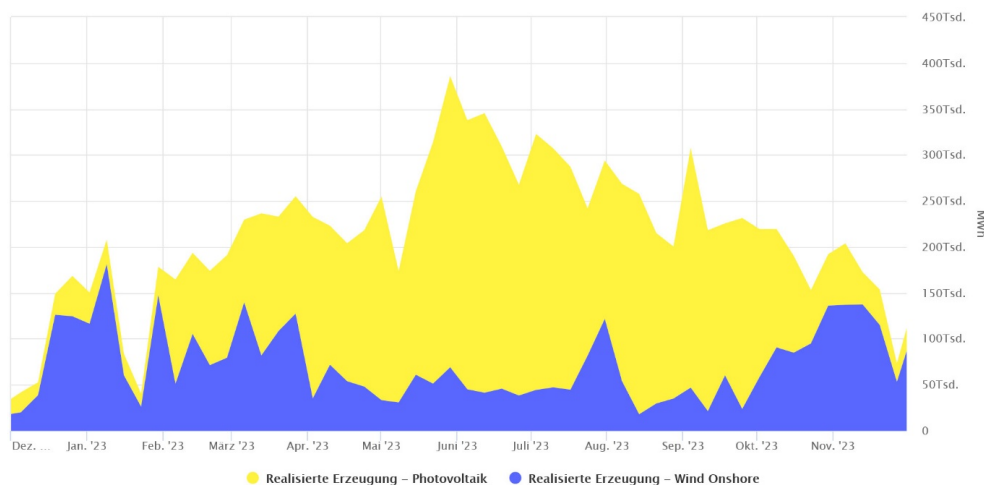


Abbildung 1: Realisierte Erzeugung Wind Onshore und Photovoltaik in der Regelzone der Transnet BW im Zeitraum Dezember 2022 bis November 2023 (Auflösung: Woche) | Quelle: smard.de

3. *inwiefern der Ausbau von weiteren Kraftwerken in Baden-Württemberg geplant ist, die nach dem Kohleausstieg von 2030 als Backup-Lösungen dienen sollen (vgl. SWR Aktuell, „TransnetBW fordert Bau neuer Kraftwerke in Baden-Württemberg“, 4. Oktober 2023);*

7. *wann mit der Fertigstellung von Gaskraftwerken als Backup-Lösungen zu rechnen ist (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe der voraussichtlichen Inbetriebnahme in Jahren);*

Die Fragen 3 und 7 werden aufgrund ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Derzeit sind drei Projekte in Baden-Württemberg in der Umsetzung, die einen Zubau von rund 1,5 GW bedeuten. Dies sind Kraftwerksprojekte von EnBW in Heilbronn, Altbach/Deizisau und Stuttgart-Münster. Die Fertigstellung dieser drei Umrüstungen ist bis zum Jahr 2026 vorgesehen. Für weitere Kraftwerksstandorte im Land bestehen ebenfalls Planungen zur zukunftsfähigen Umstrukturierung.

Des Weiteren wird auf Beantwortung der Landtagsdrucksache 17/5666 Frage 5 verwiesen.

4. *in welchem Umfang Steinkohlekraftwerke auch nach dem beschleunigten Kohleausstieg in die Netzreserve überführt werden und mit hinreichender Verlässlichkeit verfügbar sind;*

Die Netzreserveverordnung (NetzResV) sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) jährlich eine sogenannte Systemanalyse durchführen, um die zukünftig erforderliche Kraftwerksreservekapazität für netzstabilisierende Redispatch-Maßnahmen festzustellen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) überprüft diese Systemanalyse und veröffentlicht in einer jährlichen Feststellung den Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve.

Der Bericht der BNetzA vom 28. April 2023 behandelt die Ermittlung des Bedarfs an Netzreservekraftwerken für den Winter 2023/2024. Für den Winter 2023/2024 beträgt der Bedarf an Erzeugungskapazitäten aus Netzreservekraftwerken 4 616 MW. Der Bericht der BNetzA vom 31. Mai 2023 behandelt die Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve für den Betrachtungszeitraum 2025/2026. Für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 beträgt nach vorläufigem Stand der Bedarf an Erzeugungskapazitäten aus Netzreservekraftwerken 10 202 MW.

Der Netzreservebedarf kann im kommenden Winter nicht ausschließlich aus inländischen Netzreservekraftwerken gedeckt werden. Die Beschaffung zusätzlicher Netzreserveleistung aus ausländischen Kraftwerken ist daher erforderlich.

Die Überführung von Steinkohlekraftwerken in die Netzreserve obliegt der Analyse der Übertragungsnetzbetreiber (Systemrelevante Kraftwerke) und der Zustimmung der Bundesnetzagentur.

Entsprechend §13 Absatz 1 EnWG beschreibt die Bundesnetzagentur die Systemrelevanzprüfung wie folgt:

Kraftwerksbetreiber sind verpflichtet, dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der Bundesnetzagentur geplante vorläufige oder endgültige Stilllegungen von Kraftwerken mindestens zwölf Monate vorher anzuzeigen.

Der ÜNB prüft unverzüglich, ob es sich dabei um systemrelevante Kraftwerke handelt. Das ist der Fall, wenn eine dauerhafte Stilllegung des Kraftwerks mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt, die auch nicht durch angemessene andere Maßnahmen beseitigt werden kann.

Trifft dies auf eines oder mehrere der angezeigten Kraftwerke zu, weist der ÜNB diese als systemrelevant aus. Die Bundesnetzagentur muss diese Ausweisung genehmigen.

Auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit Stand vom 17. März 2023 sind in Baden-Württemberg sieben kohlebefeuerte Kraftwerksblöcke mit rund 1,9 GW Leistung als systemrelevant vermerkt.

5. in welchem Umfang eine Kraftwerksstrategie den Ausbau von Backup-Kapazitäten vorsieht (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe der prognostizierten Backup-Kapazität in Gigawatt);

Die Eckpunkte der nationalen Kraftwerksstrategie des BMWK bilden drei neue Maßnahmen für Wasserstoffkraftwerke. Für die Jahre 2024 bis 2028 ist ein Ausschreibungsvolumen von insgesamt 4,4 GW für sogenannte Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke (Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarem Wasserstoff nach § 39p EEG) vorgesehen. Ein weiteres Ausschreibungsvolumen von 4,4 GW ist für Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke (Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierten Stromspeichern nach § 39o EEG) vorgesehen. Zudem sollen in den Jahren 2024 bis 2026 insgesamt 10 GW an H₂-Ready-Kraftwerke (konvertierbare Kraftwerke mit Wasserstoff-Umstiegspflicht bis 2035) ausgeschrieben werden. Nach einer Evaluierungsphase können nach 2026 nochmals weitere 5 GW in diesem Maßnahmenbereich ausgeschrieben werden.

6. wie genau bislang Verbände oder sonstige Interessensvertreter in den Abstimmungsprozess zum Ausbau von Backup Kraftwerken einbezogen wurden;

Die Erarbeitung der Kraftwerksstrategie liegt in der Zuständigkeit des Bundes. Dem Land liegen keine Detailkenntnisse zur Einbindung von Verbänden oder Interessensvertretern in die Ausarbeitung der Kraftwerksstrategie vor.

Im regulären Austausch des Umweltministeriums mit Verbänden und Interessensvertreterinnen und -vertretern, insbesondere aus der Energiewirtschaft, finden auch Gespräche über den Aufbau disponibler Leistung in Baden-Württemberg statt.

8. wie die Genehmigungsverfahren und die Bauzeit von Backup-Kraftwerken verkürzt werden soll (Antwort bitte, so möglich, unter Angabe des voraussichtlich angestrebten Genehmigungsverfahrens in Monaten);

Die Errichtung und der Betrieb von großen Backup-Kraftwerken ist in der Regel immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtig. Abhängig von der Feuerungswärmeleistung ist ein vereinfachtes oder förmliches (mit Öffentlichkeitsbeteiligung) immissionsschutzrechtliches Verfahren durchzuführen. Backup-Kraftwerke ab einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW unterliegen zudem der Industrie-Emissionsrichtlinie (IE-RL 2010/75/EU).

Nach derzeitiger Rechtslage ist über den immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsantrag nach Eingang vollständiger Antragsunterlagen im förmlichen Verfahren (mit Öffentlichkeitsbeteiligung) innerhalb einer Frist von sieben Monaten, in vereinfachten Verfahren innerhalb einer Frist von drei Monaten, zu entscheiden. Die zuständige Behörde kann die Frist um jeweils drei Monate verlängern, wenn dies wegen der Schwierigkeit der Prüfung oder aus Gründen, die dem Antragsteller zuzurechnen sind, erforderlich ist.

Der Eingang vollständiger Antragsunterlagen ist Voraussetzung für den Beginn der gesetzlichen Verfahrensfristen. Vor diesem Hintergrund empfiehlt sich im Interesse einer zügigen Verfahrensdurchführung eine frühzeitige Kontaktaufnahme des Antragstellers mit der Genehmigungsbehörde und zudem eine sog. „Vorankonferenz“.

Aktuell werden verschiedene Maßnahmen diskutiert, die allgemein auf die Beschleunigung und Vereinfachung von Verwaltungsverfahren gerichtet sind. Auf Bundesebene wird derzeit z. B. der Entwurf eines Gesetzes zur Verbesserung des Klimaschutzes beim Immissionsschutz, zur Beschleunigung immissionsrechtlicher Genehmigungsverfahren und zur Umsetzung von EU-Recht im Bundestag beraten. Der Gesetzesentwurf sieht Anpassungen im Bundes-Immissionsschutzgesetz und der Verordnung zur Durchführung des Genehmigungsverfahrens (9. BImSchV) vor. Beispielsweise soll die Verlängerung der Genehmigungsfristen durch die Behörde grundsätzlich nur einmalig um bis zu drei Monate möglich sein.

9. wie hoch der Investitionsrückstau bei wasserstofffähigen Gaskraftwerken ist;

Vertreterinnen und Vertreter der Energiewirtschaft fordern den Bund auf, zeitnah eine Festlegung der Kraftwerksstrategie zu treffen. Die Strategie spannt den politischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmen für die Investition in wasserstofffähige Gaskraftwerke auf. Dass der aktuelle Zeitplan äußerst ehrgeizig ist, ist offensichtlich. Aussagen zu einem Investitionsrückstau liegen der Landesregierung nicht vor.

10. inwiefern Anreizsysteme (z. B. Investitionsvorschüsse) für Investoren von wasserstofffähigen Gaskraftwerken geplant sind;

Auf Bundesebene finden zwei parallel Entwicklungen statt. Einerseits erarbeitet die Bundesregierung eine Kraftwerksstrategie, die den Rahmen für den Aufbau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken setzen wird. Außerdem wird im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem die Weiterentwicklung des Strommarktes unter der Maßgabe der Klimaneutralität diskutiert. Aus beiden Prozessen können Anreizsysteme für den Bau von Kraftwerken folgen.

Des Weiteren wird auf die Landtagsdrucksache 17/5666 Frage 8 verwiesen.

11. in welchem Umfang wasserstofffähige Kraftwerke vor erneuerbaren Energien zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt werden sollen;

Eine Einsatzreihenfolge von Kraftwerken in Baden-Württemberg kann nicht angegeben werden. Die Einsatzreihenfolge obliegt den zuständigen Unternehmen der Energiewirtschaft und hängt dabei von den zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden Gegebenheiten und Anforderungen im Strommarkt und -netz ab. Die zuständigen Unternehmen sorgen dabei für den optimalen Einsatz der zur Verfügung stehenden Anlagen.

12. inwiefern durch zusätzliche Kosten für Redispatch Stromverbraucher finanziell zusätzlich belastet werden;

Netzengpassmanagementmaßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei. Diese haben u. a. durch den Ausbau von relativ lastfernen Windenergieanlagen, Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark und sich ändernden Rahmenbedingungen für den Stromhandel mit anderen Staaten in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führen diese Veränderungen zu Netzbelastungen, zu deren Behebung die Netzbetreiber verpflichtet sind. Die Kosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen werden über die Netzentgelte finanziert.

Im Bericht der Bundesnetzagentur zum Netzengpassmanagement für das Gesamtjahr 2022 (Stand 7/2023) werden die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen mit rund 4,2 Mrd. Euro beziffert. Diese liegen somit über dem Vorjahresniveau (Gesamtjahr 2021: 2,3 Mrd. Euro).

Im ersten Zwischenbericht 2023 werden die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen im ersten Quartal 2023 mit rund 1,1 Mrd. Euro ausgewiesen. Diese sind im Vergleich zum ersten Quartal 2022 um 27 Prozent gesunken (Q1 2022: 1.5 Mrd. Euro). Diese Entwicklung ist einerseits auf den mengenmäßigen Rückgang und andererseits auf die gesunkenen Brennstoff- sowie Großhandelspreise zurückzuführen. Im Vergleich zum vierten Quartal 2022 befinden sich die Kosten trotz des angestiegenen Maßnahmenvolumens auf dem Niveau des vorangegangenen Quartals (Q4 2022: 1,1 Mrd. Euro).

13. welche landespolitischen Maßnahmen ergriffen werden, um Verbraucher vor zusätzlichen Kosten durch Redispatch zu schützen;

Die Landesregierung unterstützt Netzausbauvorhaben im Übertragungs- sowie Verteilnetzbereich und arbeitet eng mit den betroffenen Akteuren zusammen, um Beschleunigungspotenziale in den Bereich Planung, Genehmigung und Bau der Leitungsvorhaben zu heben. Zudem kann insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energien zur Reduktion des Redispatches beitragen. Zur Forcierung des Ausbaus erneuerbarer Energien hatte die Landesregierung eine Task Force ins Leben gerufen, die eine Vielzahl von Maßnahmen erarbeitet und umgesetzt hat.

14. inwiefern der Ausbau von Batterien oder Akkus als Langzeitspeicher oder chemische Speicher in Form von Wasserstoff geplant sind, um die Grundlast des baden-württembergischen Stromnetzes aufrechtzuerhalten;

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und zur Integration der fluktuierenden Erzeugung ist in einem Versorgungssystem, das mittel- bis langfristig größtenteils auf erneuerbaren Energien basiert, die Bereitstellung von Flexibilität, sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite, von zunehmender Bedeutung.

Zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch spielen Speichertechnologien eine herausragende Rolle. Baden-Württemberg verfügt über eine beträchtliche Speicherkapazität mit insgesamt acht Pumpspeicherkraftwerken. Zudem verläuft der Ausbau an dezentralen Batteriespeichern, meist in Verbindung mit einer PV-Anlage, sehr dynamisch. Die Landesregierung hat sich im Rahmen des Strategiedialogs Automobilwirtschaft (SDA) dafür eingesetzt, dass die großen Potenziale der Batterien von Elektrofahrzeugen für Konzepte wie Vehicle to Home und Vehicle to Grid genutzt werden können.

Elektrochemische Stromspeicher bieten sich in Baden-Württemberg dezentral vor allem als Kurz- bis Mittelfristspeicher für vergleichsweise geringe Mengen lokal erneuerbar erzeugten Stroms an, die verschiedene Systemdienstleistungen anbieten. Zukünftig wird auch der Einsatz von chemischen Speichern (Power-to-Gas, speziell Wasserstoff) an Relevanz als Langfristspeicher für erneuerbaren Strom gewinnen. Allerdings fehlen in Baden-Württemberg geeignete geologische Speicher. Die aktuelle Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht die Erarbeitung eines Konzepts für Wasserstoffspeicher vor, das die sukzessive Umrüstung bestehender Gasspeicher und den notwendigen Neubau von Wasserstoffspeichern integriert. Hierbei stehen insbesondere Kavernenspeicher in Norddeutschland im Fokus.

15. inwiefern durch den Ausbau von Batterien oder Akkus als Langzeitspeicher oder chemischen Speichern in Form von Wasserstoff eine Erhöhung des Strompreises zu erwarten ist.

Der Strompreis ist von vielen Faktoren abhängig, es kann daher nicht abschließend bewertet werden, wie der Strompreis auf den Ausbau von Batterien und Wasserstoffspeichern (als Langzeitspeicher) reagieren könnte.

Walker

Ministerin für Umwelt,
Klima und Energiewirtschaft