

Redispatch-Vorbehalt

Ergänzungen zum Auftaktgespräch mit dem Bundesministerium für
Wirtschaft und Energie

Juni
2026



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Prämissen des Redispatch-Vorbehalts und Alternativen.....	3
	2.1 Systemineffizienz oder Netz der Zukunft.....	3
	2.2 Redispatch-Kosten sind rückläufig.....	3
	2.3 Enorme Einsparpotenziale bei Netzkosten	4
3	Strukturelle Herausforderungen bei der Engpassausweisung	5
	3.1 Lückenhafte und intransparente Datengrundlage.....	5
	3.2 Widerspruch zur kommunalen Raumplanung.....	5
	3.3 Redispatch-2.0-Prozesse fehleranfällig und intransparent	6
	3.4 Gleichbehandlung von Technologien verschärft das Problem	6
	3.5 Ursache von Netzengpässen entscheidend	6
	3.6 Ausweisung von „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ nicht kalkulierbar.....	7
4	Investitionsunsicherheit und Verzicht auf Redispatch-Entschädigung	7
	4.1 Redispatch-Vorbehalt bedeutet Ausbaustopp	7
	4.2 Unfreiwilliger Entschädigungsverzicht ist unionsrechtswidrig	7
	4.3 Redispatch-Vorbehalt gefährdet Investitionssicherheit von Projekten.....	8
	4.4 Gefährdung des Windenergie-Ausbaus auch außerhalb „kapazitätslimitierter Netzgebiete“	8
	4.5 EEG-Förderkosten steigen massiv und unverhältnismäßig	8
	4.6 Rechtsunsicherheiten für Netz- und Anlagenbetreiber	9
5	Nicht-intendierte Auswirkungen auf den Netzausbau	9
	5.1 RDV verzögert den Netzausbau erheblich	9
	5.2 RDV untergräbt den Anreiz zum zügigen und vorausschauenden Netzausbau	10
6	Fragen an das Wirtschaftsministerium	10

1 Einleitung

Mit dem Auftaktgespräch zum Redispatch-Vorbehalt hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen ersten wichtigen und überfälligen Schritt zum Dialog mit der Branche unternommen. Aufbauend auf unserer Position möchten wir nachfolgend weitere Ausführungen zu den praktischen Auswirkungen des Redispatch-Vorbehalts nachreichen. Für den weiteren Dialog stehen wir gern zur Verfügung. Die Windbranche teilt das Ziel einer kosteneffizienten Energiewende. Sie weist jedoch darauf hin, dass der diskutierte Redispatch-Vorbehalt (RDV) dieses Ziel verfehlt, im Widerspruch zum Unionsrecht steht, den flächendeckenden Ausbau der erneuerbaren Energien gefährdet und verteuert sowie nicht intendierte Folgen für den Netzausbau mit sich bringt.

2 Prämissen des Redispatch-Vorbehalts und Alternativen

Das Wirtschaftsministerium sieht die Gefahr steigender, durch Redispatch getriebener Systemkosten und die Notwendigkeit, diese durch ein räumliches Steuerungsinstrument des EE-Zubaus einzudämmen. Redispatch-Kosten seien ein Zeichen von Systemineffizienz. Implizit seien die Erneuerbaren somit die Treiber der Systemkosten.

2.1 Systemineffizienz oder Netz der Zukunft

„Netzbedingte Abregelung ist nicht notwendigerweise ein Anzeichen für eine vorliegende Ineffizienz.“¹ Seit langem sind sich Energiebranche und Politik darin einig, dass der Ausbau der Stromnetze bis zur letzten Kilowattstunde volkswirtschaftlich ineffizient ist. Das deutsche und europäische Recht sieht daher eine netzplanerische Spitzenkappung von drei bzw. fünf Prozent der EE-Stromerzeugung ohne Verpflichtung zum Netzausbau vor. Das netzplanerische Ziel kann nicht zugleich Kriterium eines angeblich lokalen Ausbaustopps sein. Bereits drei Prozent Spitzenkappung können den Netzausbaubedarf laut einer Studie von E-Bridge im Auftrag des Wirtschaftsministeriums halbieren.² Die freiwillige Spitzenkappung wird im Übrigen von fast keinen Verteilnetzbetreibern genutzt.³ In einem dekarbonisierten Energiesystem und dargebotsabhängiger Stromerzeugung muss die installierte Erzeugungsleistung zwangsläufig ein Mehrfaches der Spitzenlast betragen. Das tragbare Niveau kann unter anderem durch längst überfällige Maßnahmen wie die Digitalisierung und Optimierung der Netze, die Einbindung von Flexibilitäten und die Überarbeitung von Konzepten wie „Nutzen statt Abregeln“ reduziert werden.

2.2 Redispatch-Kosten sind rückläufig

Die Kosten des Netzengpassmanagements belaufen sich im Jahr 2025 auf ca. 3,1 Milliarden Euro. Seit dem kriegsbedingten Allzeithoch im Jahr 2022 ist dieser Trend rückläufig. Die Fünfjahresprognose der

¹ EWI & BET (2025): [Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode](#), im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S.69.

² E-Bridge, IAEW, Offis (2014): [Forschungsprojekt Nr. 44/12. „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ \(Verteilernetzstudie\)](#). Abschlussbericht Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

³ EWI & BET (2025): [Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode](#), im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, S.102.

vier Übertragungsnetzbetreiber geht auch für die nächsten Jahre von stabilen Kosten von ca. 3 Milliarden Euro pro Jahr aus.⁴ Der Anteil der Entschädigungszahlungen an EE-Anlagenbetreiber lag 2025 mit etwa 0,4 Milliarden Euro bei 14 Prozent der Gesamtkosten des Netzengpassmanagements. Die Entwicklung der Redispatch-Kosten hängt maßgeblich vom Fortschritt des Netzausbaus, der Digitalisierung und Optimierung der Netze, der Einbindung von Flexibilitäten sowie der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten ab.⁵ Demgegenüber stehen ca. 80 Milliarden Euro pro Jahr für den Import fossiler Energien.⁶ Fossile Abhängigkeit bedeutet auch den Anstieg um 20 Milliarden Euro 2026 durch den Irankrieg in Kauf zu nehmen.⁷

2.3 Enorme Einsparpotenziale bei Netzkosten

Seit 2022 sind die Netzkosten von knapp 22 Mrd. auf 35 Mrd. Euro gestiegen – ein Plus von knapp 60 Prozent. Bevor die Netzkosten ab Mitte der 2030er Jahre abflachen, könnten sie aufgrund des Investitionsbedarfs für den ohnehin nötigen Netzausbau auf diesem hohen Niveau bleiben.⁸ Verschiedene Studien zeigen allerdings enorme Effizienzpotenziale von 30 Prozent der Netzkosten bzw. 9 bis 17 Mrd. Euro pro Jahr auf.^{9,10,11} Auch der Monitoringbericht des BMWFJ benennt einige Optimierungspotenziale im Bereich Netzplanung und -betrieb, die eine erhebliche Reduktion des erwarteten Investitionsbedarfs von 650 Milliarden Euro bis 2045 ermöglichen:

- Flexibilitäten zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs nutzen
- Datenqualität und -verfügbarkeit verbessern
- Netzausbaupläne in der Verteilnetzebene besser koordinieren
- Gleichzeitigkeitsfaktoren, Lastprognosen und Erzeugungsprofilen berücksichtigen
- NOXVA-Prinzips konsequent und systematisch umsetzen

Diese und weitere Maßnahmen empfiehlt der BWE in seiner Beschleunigungsagenda.¹² Wir betonen insbesondere die fehlende Digitalisierung des Netzbetriebs und kritisieren das Verbot, co-located Batteriespeicher zu Zeiten von Netzengpassmaßnahmen zu laden. Eine gesetzliche Digitalisierungsquote bis 2032 ermöglicht wichtige Netzoptimierungsmaßnahmen, die Redispatch-

⁴ 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnetz BW (2025): [Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG \(2025\)](#).

⁵ EWI & BET (2025): [Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode](#), im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, S.75.

⁶ KfW Research (2025): [Jedes Jahr importiert Deutschland fossile Brennstoffe im Wert von 81 Mrd. EUR](#).

⁷ Finanznachrichten.de (28.03.2026): [KfW: Energieimporte könnten sich um 20 Milliarden Euro verteuern](#).

⁸ Bauermann, Tom; Kaczmarczyk, Patrick; Krebs, Tom (2024): [Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe](#).

⁹ EWI & BET (2025): [Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode](#), im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

¹⁰ Dena (2025): [Verteilnetzstudie II](#).

¹¹ Meyer (2026): [Bestandsaufnahme Kostensenkungspotenziale im Verteilnetz](#). Analyse von Effizienzpotentialen und Ansätzen für Kostenmanagement im deutschen Stromnetz.

¹² BWE (2026): [Beschleunigungsagenda. Agenda zur Digitalisierung und Optimierung der Netze, zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie zur Reduzierung der Redispatchkosten](#).

Kosten bereits deutlich reduziert können. Bis dies gesetzlich ermöglicht wird, läuft das Argument auf Seite 1 des BMW-E-Informationspapiers, co-located Stromspeicher würden durch das Instrument angereizt, leider ins Leere.

3 Strukturelle Herausforderungen bei der Engpassausweisung

Der RDV soll als „Hotspot-Instrument“ wirken, indem bei strukturellen Netzengpässen zielgerichtet einzelne Umspannwerke und die diese verbindenden Leitungen von Netzbetreibern als „kapazitätslimitiert“ ausgewiesen werden. Der BWE stellt wesentliche Annahmen des vorgestellten Gutachtens in Frage und weist auf mehrere Herausforderungen hin.

3.1 Lückenhafte und intransparente Datengrundlage

Die Datengrundlage des RDV ist lückenhaft und intransparent. Es erscheint widersprüchlich, dass das E-Bridge-Gutachten mit Verweis auf schlechte Datenverfügbarkeit und aufwendige Erhebung nur vier Netzbetreiber analysiert, aber gleichzeitig die Transparenz und Planbarkeit des Instruments betont. Zudem zielt das Instrument auf zukünftige strukturelle Engpässe ab und berücksichtigt ausschließlich historische Daten. Es ist nicht nachvollziehbar, wie kleine Projektierungsunternehmen mehr leisten können sollen als das Wirtschaftsministerium und der Gutachter. Die Datengrundlage und das gesamte Gutachten sollten schnellstmöglich veröffentlicht werden.

Wie zudem bereits dargestellt, liegt **das netzplanerische Optimum im Bereich einer Spitzenkappung von drei bis fünf Prozent EE-Abregelung und widerspricht der Kategorisierung als „struktureller Engpass“** im vorliegenden Netzpaket. Die deutschlandweit durchschnittliche Abregelung der letzten Jahre bewegt sich in diesem Bereich.

3.2 Widerspruch zur kommunalen Raumplanung

Der RDV widerspricht der kommunalen Raumplanung und verschlechtert die Abstimmung von EE- und Netzausbau. Der RDV widerspricht der regionalen Steuerung durch die Raumplanung im Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) und der Planungshoheit der Gemeinden nach Art. 28 Abs. 2 GG.¹³ Die durch den RDV avisierte Steuerung des EE-Zubaus erfolgt im Falle der Windenergie bereits durch die Raumplanung und das Referenzertragsmodell. Der RDV könnte Projekte in Windenergiebeschleunigungsgebieten verhindern und dadurch zu einer Funktionslosigkeit der Regional- bzw. Bauleitpläne führen. Die Rechtsfolge wäre, dass aufgrund der Flächenzielverfehlung Windenergieanlagen uneingeschränkt im Außenbereich gebaut werden können. Darüber hinaus können Netzbetreiber den Windzubau dann nicht mehr antizipieren und ihr Netz bedarfsgerecht und vorausschauend ausbauen. Das E-Bridge-Gutachten zeigt, dass 17 Prozent der Windvorranggebiete im Netzgebiet der E.DIS vom RDV betroffen wären. In der Darstellung ist zudem unklar, ob Windvorranggebiete mit RDV und Windenergieanlagen bereits vollständig bebaut und das Flächenziel erreicht oder nur geringfügig erschlossen sind.

¹³ bbh (2026): [Kurzgutachten zum Referentenentwurf für ein „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens](#) (Bearbeitungsstand 13.01.2026). Im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e. V.

3.3 Redispatch-2.0-Prozesse fehleranfällig und intransparent

Die Redispatch-2.0-Prozesse sind fehleranfällig und intransparent.¹⁴ Seit der Einführung des Redispatch 2.0 im Jahr 2021 befindet sich das Instrument noch immer in der Testphase. Ende 2025 beschloss der Gesetzgeber eine grundlegende Überarbeitung der Prozesse durch die Bundesnetzagentur bis 2031. Bis dahin wird ein Kernelement, der bilanzielle Ausgleich, ausgesetzt, da dieser in der Praxis nicht funktioniert. Der BWE erhält laufend Meldungen über fehlende oder fehlerhafte Abrechnungen oder Ankündigungen von Maßnahmen. Das Monitoring durch die Bundesnetzagentur ist aufgrund fehlender Transparenz und Komplexität nicht möglich. Es besteht die Gefahr einer missbräuchlichen oder fehlerhaften Anwendung. Die Windbranche rät daher dringend davon ab, ein weitreichendes Steuerungsinstrument auf nicht funktionierenden Prozessen aufzubauen.

Der Satz im Informationspapier auf Seite 1: „Der RDV setzt damit einen Anreiz, EE-Anlagen vorzugsweise dort zuzubauen, wo sie ohne übermäßige Abregelung nutzbar sind“, ist falsch. Das Problem liegt nicht nur bei der tatsächlichen zukünftigen Abregelung, sondern vor allem in der Unkalkulierbarkeit und der daraus resultierenden Nicht-Finanzierbarkeit.

3.4 Gleichbehandlung von Technologien verschärft das Problem

Anders als im Gutachten dargestellt, führt der Zubau der jeweils anderen Technologie bei Netzengpässen, die hauptsächlich durch die eine Technologie (Photovoltaik bzw. Windenergie) verursacht werden, nur zu einem sehr geringen Anstieg der Redispatch-Mengen. Bei einer Überspeisung von 100 Prozent liegt der Anstieg der Abregelung bei 2 bis 4,3 Prozent.¹⁵ Wie in Kapitel 4 dargestellt, würde der RDV den Ausbau der Windenergie in Süddeutschland gefährden. Das ist paradox, denn gerade der Zubau von Windenergie im Süden entlastet das Netz. Somit wird das bestehende Problem des Nord-Süd-Gefälles hier sogar ungewollt verstärkt. Wie im vierten Kapitel dargestellt, gefährdet der Entschädigungsverzicht den EE-Ausbau auch außerhalb von „kapazitätslimitierten Netzgebieten“, weshalb der RDV in Gänze abgelehnt wird.

3.5 Ursache von Netzengpässen entscheidend

Wie im E-Bridge-Gutachten dargestellt, wäre die Anknüpfung an die Überlastung bestimmter Betriebsmittel zielgerichtet. Die vorgestellte Ausgestaltung des RDV, insbesondere die Berücksichtigung von Redispatch-Anweisungen aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz, steht hierzu im Widerspruch. Bei einem Nord-Süd-Engpass in der Netzebene 1 könnten beispielsweise Gebiete entlang der Höchstspannungsleitung als „kapazitätslimitiert“ ausgewiesen werden, obwohl das ausgewiesene Umspannwerk oder die Leitung, an denen die Anlagen mit dem Netz verbunden sind, nie überlastet waren. Hier stellt sich außerdem die Frage, wie der ausweisende Verteilnetzbetreiber den Engpass durch Netzausbaumaßnahmen beseitigen soll, wenn dieser nicht in seinem Netzgebiet liegt.

¹⁴ EWI & BET (2025): [Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode](#), im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S.101.

¹⁵ Consentec (2026): [Ausmaß und Entwicklung von Netzengpassgebieten unter Berücksichtigung von Aufgriffsschwellen und EE-Technologien](#). Untersuchung im Auftrag der Agora Think Tanks gGmbH.

3.6 Ausweisung von „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ nicht kalkulierbar

Unterschiedliche Wetterjahre können zu falschen Gebietsausweisungen führen. Bei der Ausweisung von „kapazitätslimitierten“ Gebieten reicht bereits die Überschreitung der Abregelungsschwelle in einem Kalenderjahr. Dadurch können einzelne wind- oder sonnenstarke Jahre, in denen es keine strukturellen Netzengpässe gibt, zu Gebietsausweisungen führen. Bei der automatischen Auflösung der Ausweisung scheint der Vorschlag dieses Phänomen zu berücksichtigen, da die Abregelungsschwelle in drei aufeinanderfolgenden Jahren unterschritten werden muss. Wie später dargestellt wird, ist die Anwendung der „Kann“-Ausweisung aus Sicht der Netzbetreiber betriebswirtschaftlich sinnvoll.

4 Investitionsunsicherheit und Verzicht auf Redispatch-Entschädigung

4.1 Redispatch-Vorbehalt bedeutet Ausbaustopp

Der BWE begrüßt das Anliegen des Wirtschaftsministeriums, den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Sinne einer kostengünstigen, unabhängigen und sicheren Stromversorgung nicht ausbremsen zu wollen. Der RDV würde allerdings zu einem Ausbaustopp führen. Bereits die seit Monaten anhaltende Drohkulisse führt zu Attentismus und Zurückhaltung bei Finanzierern bzw. neuen Risikoauflägen. Schon heute finden Projektierer für baureife Projekte aufgrund der Unsicherheit des RDV keine Investoren mehr.

Der Erfolg der Energiewende beruht auf dem Recht auf Netzanschluss („Netz folgt EE-Ausbau“) sowie der staatlich abgesicherten Refinanzierung von investiertem Kapital durch die EEG-Förderung und den Entschädigungsanspruch bei netzbedingten Abregelungen. Dadurch waren und sind Banken in der Lage, EE-Projekte zu sehr günstigen Konditionen zu finanzieren. Von den niedrigen Stromgestehungskosten profitieren der Staatshaushalt und die Stromverbraucher. Die Windbranche ist bereit für die Marktintegration, was überzeichnete Ausschreibungsrunden und fallende Zuschlagswerte zeigen.

4.2 Unfreiwilliger Entschädigungsverzicht ist unionsrechtswidrig

Artikel 13. Abs. 7 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung lässt den Verzicht auf finanziellen Ausgleich von Redispatchmaßnahmen nur im Ausnahmefall zu, sofern der Anlagenbetreiber freiwillig einer entsprechenden vertraglichen Regelung zustimmt. Dass das Recht auf Netzanschluss in „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ nur bei pauschalem Verzicht auf Ausgleichszahlungen erhalten bleibt, liegt eine solche Freiwilligkeit nicht vor. Die Regelung verstößt somit gegen unmittelbar geltendes Europarecht.¹⁶ Darüber hinaus schränkt die dargelegte Ausweisung „kapazitätslimitierter Netzgebiete“ ohne tatsächlichen Netzengpass das Recht auf „Netzzugang entgegen Art. 6 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie durch sachfremde und diskriminierende Kriterien“¹⁷ ein und ist somit europarechtswidrig.

¹⁶ RAUE (2026): [Kurzgutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit der im Netzanschlusspaket geplanten Einführung eines sogenannten Redispatchvorbehalts](#).

¹⁷ ebd.

4.3 Redispatch-Vorbehalt gefährdet Investitionssicherheit von Projekten

Projekte mit „unbedingter Netzanschlusszusage“ sind laut dem Entwurf im Sinne eines Vertrauensschutzes vom RDV ausgenommen. Es ist unklar, was mit einer „unbedingten Netzanschlusszusage gemeint ist. Netzanschlussverträge werden je nach Netzbetreiber mitunter erst am Tag vor der Inbetriebnahme unterschrieben. Die „unbedingte Netzanschlusszusage“ gibt es in dieser Form nicht. Der einzig formalisierte Prozess der Anlagenzertifizierung erfolgt erst wenige Monate vor Inbetriebnahme, also weit nach der Zuschlagserteilung und der BImSchG-Genehmigung. Bevor ein Unternehmen an der Ausschreibung teilnimmt, werden bereits hohe sechsstellige bis siebenstelligen Beträge in die Flächensicherung, Arten- und Naturschutzgutachten, Immissionsschutzgenehmigung und Planung investiert. In der Zwischenzeit kann es zur Ausweisung von „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ kommen. Projektierer können unmöglich die Wirtschaftlichkeit und den Cashflow des Projekts kalkulieren, da sie für die Prognose der entgangenen Erlöse die Ausweisung und Dauer der Engpassausweisung sowie das Ausmaß von Redispatch-Maßnahmen – sprich das Wetter, den Netzausbau, den EE-Zubau, die Einbindung von Flexibilitäten und die Verbrauchsprofile – für bis zu zehn Jahre prognostizieren müssten. In der Folge gefährdet der RDV nicht nur zukünftige, sondern bereits getätigte Investitionen in Höhe von 45 Milliarden Euro.¹⁸ Im Übrigen ergeben sich aus der Realisierungspflicht und den Pönalen der EEG-Ausschreibung weitere finanzielle Schäden und Haftungsfragen.

4.4 Gefährdung des Windenergie-Ausbaus auch außerhalb „kapazitätslimitierter Netzgebiete“

Der RDV gefährdet den Ausbau der Windenergie auch außerhalb von „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ und in Süddeutschland. Die Aussage im Informationspapier auf S. 1, der RDV setze damit „einen Anreiz, EE-Anlagen vorzugsweise dort zuzubauen, wo sie ohne übermäßige Abregelung nutzbar sind“, ist nicht haltbar. Wie dargestellt, kann die Ausweisung von Engpassgebieten zu jedem Zeitpunkt des Windenergieprojekts erfolgen und der angedachte Vertrauensschutz reicht nicht aus. Es ist daher nicht auszuschließen, dass Unternehmen sich aufgrund der Investitionsunsicherheit und der Volatilität der Engpassgebiete grundsätzlich gegen Investitionen in den deutschen Markt entscheiden. Dies gefährdet die gesetzlichen Ausbauziele der Erneuerbaren Energien. Insbesondere gefährdet der RDV den Zubau von Windenergie in Süddeutschland, da nicht die tatsächliche zukünftige Abregelung, sondern dessen Unkalkulierbarkeit Investitionen in Projekte verhindert.

4.5 EEG-Förderkosten steigen massiv und unverhältnismäßig

Unter der (fälschlichen!) Annahme, dass Projektierer das Risiko mit einer konservativen Worst-Case-Betrachtung kalkulieren könnten und der Kreditgeber das Projekt wiederum mit einer konservativen Worst-Case-Betrachtung finanzieren würde, wären die Förderkosten deutlich höher als die zuletzt stark sinkenden Zuschlagswerte. Eine Analyse des Umweltbundesamtes beziffert diese Mehrkosten für die

¹⁸ Enervis (2026): [Auswirkungen des Redispatchvorbehalts auf Projektpipeline und Investitionsvolumen von PV-Freiflächenanlagen und Wind Onshore. Im Auftrag von Green Planet Energy.](#)

nächsten Jahre auf 40 Milliarden Euro.¹⁹ Demgegenüber nennt das vorgestellte Gutachten ein Einsparpotenzial von 79 Prozent des Anstiegs der Redispatch-Kosten von 2024 zu 2025 durch den RDV bei den drei untersuchten Netzbetreibern. Diese seien laut eigener Aussage ausreichend für eine repräsentative Aussage über die Systemfolgen und -kosten. Das Einsparpotenzial und der gesamte Anstieg belaufen sich auf 0,018 Mrd. bzw. 0,023 Mrd. Euro. Selbst wenn es sich nur um die Kosten von drei Netzbetreibern in einem Jahr handelt, **steht das Einsparpotenzial des RDV in keinem Verhältnis zum gefährdeten Investitionsvolumen und den entstehenden EEG-Mehrkosten.**

4.6 Rechtsunsicherheiten für Netz- und Anlagenbetreiber

Der RDV kann Redispatch-Kosten insbesondere dann senken, wenn RDV-Anlagen priorisiert abgeregelt werden. Dies stellt Netzbetreiber vor enorme Herausforderungen bei der Einhaltung des Diskriminierungsverbots. Da die Abregelungsentscheidung unter den Bedingungen des RDV nicht mehr wirtschaftlich neutral ist, sie gleichzeitig aber auch nicht hinreichend transparent gefällt wird, besteht auch hier ein erhebliches Konfliktpotential, das wertvolle Ressourcen binden und Abläufe verteuern kann.

5 Nicht-intendierte Auswirkungen auf den Netzausbau

5.1 RDV verzögert den Netzausbau erheblich

Der BWE begrüßt das Ziel des Bundeswirtschaftsministeriums, den Netzausbau durch den RDV nicht zu verlangsamen oder zu ersetzen. Weiterhin folgen wir der Analyse, dass allein die gesetzliche Pflicht zum vorausschauenden Netzausbau nicht zu ausreichendem Netzausbau geführt hat. Durch die begrüßenswerte, aber einseitige Beschleunigung des EE-Ausbaus hinkt der Netzausbau hinterher. Aufgrund dieser Analyse folgt logisch, dass der Netzausbau in „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ mittelfristig entschleunigt wird. Der ausgehebelte finanzielle Anreiz zum Netzausbau aus der Anreizregulierung verstärkt diesen Effekt.

Folgendes Beispiel dient der Erläuterung: Netzbetreiber weisen ein Netzgebiet mit einem Abregelungsvolumen von über drei Prozent für zehn Jahre als „kapazitätslimitiert“ aus. Die Pflicht zum prioritären Netzausbau in den betroffenen Gebieten beschränkt sich auf Maßnahmen zur Beseitigung dieser Abregelungsmenge. Da der weitere Zubau von EE-Anlagen im Sinne der intendierten regionalen Steuerungswirkung für zehn Jahre ausbleibt, wird durch die gesetzliche „Netz folgt EE-Ausbau“-Logik (§ 8 Abs. 4 EEG) kein neuer Netzausbaubedarf ausgelöst. Nach der Behebung des Netzengpasses nach zehn Jahren endet die Kapazitätslimitierung und neue EE-Anlagen werden ggf. Netzanschlüsse beantragen, bis erneut eine Kapazitätslimitierung ausgelöst wird und der Ausbau erneut zum Erliegen kommt. Der EE- und Netzausbau wird faktisch enorm verlangsamt.

¹⁹ Tagesspiegel Background (12.05.2026): [UBA-Berechnung: Redispatch-Vorbehalt könnte EEG-Kosten um 40 Milliarden Euro erhöhen.](#)

5.2 RDV untergräbt den Anreiz zum zügigen und vorausschauenden Netzausbau

Die Ende 2025 von der Bundesnetzagentur verabschiedete Festlegung im NEST-Prozess würde ab 2029 einen finanziellen Anreiz für Netzbetreiber schaffen, Netzengpässe durch einen zügigen und vorausschauenden Netzausbau zu beseitigen. Dadurch hätten Netzbetreiber einen betriebswirtschaftlichen Anreiz, den RDV anzuwenden, steigende Redispatch-Kosten zu vermeiden und eine Schlechterstellung in der Anreizregulierung zu vermeiden. Darüber hinaus besteht ein Anreiz, „kapazitätslimitierte Gebiete“ nicht vorzeitig aufzuheben. **Die Ausweisung „kapazitätslimitierter Netzgebiete“ für bis zu zehn Jahre zeigt keine Ambition zur Beschleunigung bestehender Prozesse.** Der Ausbau der Windenergie kann beispielhaft sein für eine Halbierung von Planungs- und Genehmigungszeiten. Die im Netzpaket genannten Einspeisenetze sind ein guter erster Schritt, aber nicht ausreichend, um strukturelle Probleme zu lösen.

Der BWE erkennt an dieser Stelle die Energiewendeleistung einiger Netzbetreiber an und weist auf eine sachgerechte Ausgestaltung hin. Die Redispatch-Mengen der Netzbetreiber könnten in der Anreizregulierung mit dem Zubau installierter EE-Leistung der letzten fünf Jahre verrechnet werden. Damit wird sichergestellt, dass ein hohes Redispatch-Aufkommen durch hohe Anschlussleistung der letzten Jahre nicht pönalisiert wird – Redispatch aufgrund fehlender Netzausbauambitionen hingegen schon. Die grundsätzliche Mechanik, den vorausschauenden Netzausbau finanziell anzureizen, sollte unbedingt erhalten werden.

Die Beharrlichkeit, mit der das Ministerium trotz Kritik und zahlreichen guten Alternativ-Vorschlägen am RDV festhält, halten wir für bedenklich. Insbesondere geraten dadurch die guten Vorschläge aus dem Netzpaket ins Hintertreffen. Um jährliche Kostensenkungspotenziale im zweistelligen Milliardenbereich zu heben, sollte der Gesetzgeber die strukturellen Defizite und Überforderung einzelner Verteilnetzbetreiber in den Blick nehmen und sich die Digitalisierung, Modernisierung, Optimierung und Effizienzsteigerung im Verteilnetz zur dringlichen Reformaufgabe machen.²⁰

6 Fragen an das Wirtschaftsministerium

Im einstündigen Informationsgespräch am 22. Mai 2026 äußerten nahezu alle Vertreter*innen der Energiebranche diese und weitere Bedenken bezüglich des RDV. Die Zeit reichte für einen vertieften und konstruktiven Austausch leider nicht aus. Der BWE möchte deshalb folgende Fragen erläutern und steht für einen konstruktiven Austausch zur Verfügung.

1. Wie kann der Netzausbau über die Einführung von Einspeisenetzen hinaus entbürokratisiert und beschleunigt werden? Wie bewertet das Wirtschaftsministerium entsprechende Vorschläge aus der BWE-Beschleunigungsagenda, vom BWE und VKU²¹ oder vom BDEW (Stichwort Ertüchtigung von Verteilnetzen)?

²⁰ Meyer (2026): [Bestandsaufnahme Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz Analyse von Effizienzpotentialen und Ansätzen für Kostenmanagement im deutschen Stromnetz](#).

²¹ BWE und VKU (2026): [Gemeinsamer Vorschlag von BWE und VKU: Beschleunigter Verteilnetzausbau durch Regulierungsänderungen](#).

2. Werden die im EWI/BET-Gutachten identifizierten Maßnahmen zur Reduzierung des Systemkosten (siehe Kapitel 2) im Rahmen des Netzpakets umgesetzt?
3. Wie werden die weitreichenden Steuerungsinstrumente des Netzpakets mit dem AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur koordiniert, um redundante, überkomplexe und/oder widersprüchliche Anreize zu vermeiden?
4. Mit welcher Begründung folgt das Wirtschaftsministerium den genannten Argumenten, Studien und (Rechts-)Gutachten nicht?
5. Wie bewertet das Wirtschaftsministerium die Alternativvorschläge verschiedenster Stakeholder zum RDV, die ähnliche Ziele (Senkung der Systemkosten & Steuerung) verfolgen?
6. Wie bewertet das Wirtschaftsministerium die Missbrauchsgefahr des RDV angesichts der finanziellen Anreize durch den NEST-Prozess und die Intransparenz der Redispatch 2.0-Prozesse?

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

iStock, Chunyip Wong

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist ebenso als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpersonen

Tristan Stengel | Fachreferent Netze | t.stengel@wind-energie.de
Jakob Korenke | Referent Politik | j.korenke@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

Tristan Stengel | Fachreferent Netze
Hannes Moser | Justiziar
Cornelia Uschtrin | Teamleiterin Politik

Datum

5. Juni 2026