

Analyse 01

DE

Das Stromnetz der EU fit machen für Netto-Null-Emissionen



EUROPÄISCHER
RECHNUNGSHOF

2025

Inhalt

	Ziffer
Zusammenfassung	I - VII
Hintergrund	01 - 14
Elektrifizierung als Motor der EU-Klimaschutzmaßnahmen	01 - 02
Die Politik der EU gestaltet das Stromsystem der Zukunft	03 - 09
Das Stromnetz der EU	10 - 12
Rollen und Zuständigkeiten	13 - 14
Umfang und Ansatz der Analyse	15 - 19
Netzinvestitionen in der EU	20 - 39
Für die Energiewende sind umfangreiche Netzinvestitionen erforderlich	20 - 23
Derzeitige geplante Netzinvestitionen der Betreiber unter dem von der Kommission geschätzten Bedarf	24 - 26
Netzinfrasturkturprojekte dauern länger als Projekte im Bereich erneuerbare Energien	27 - 29
Langwierige und komplexe Vorbereitungen behindern rechtzeitige Investitionen	30 - 37
Netzplanung	31 - 34
Genehmigungsverfahren, Ausrüstung und qualifizierte Arbeitskräfte	35 - 37
EU-Initiativen zur Beschleunigung von Netzinvestitionen	38 - 39
Optimierung von Netzinvestitionen	40 - 58
Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität verringern die Notwendigkeit von Netzinvestitionen	40 - 43
Potenzial für mehr Netzflexibilität	44 - 47
Das Angebot fördert die Systemflexibilität, wenn nachfrageseitige Lösungen und Speicherlösungen entstehen	48 - 55
Flexibilität von Angebot und Nachfrage	48 - 51
Speicherlösungen	52 - 53
Prosumenten und Energiegemeinschaften	54 - 55

EU-Initiativen zur Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität	56 - 58
Finanzierung von Netzinvestitionen	59 - 77
Rechtliche Rahmenbedingungen beeinflussen Investitionsentscheidungen	59 - 61
Die Auswirkungen von Netzinvestitionen auf die Stromrechnungen sind unklar	62 - 67
Netzbetreiber benötigen Zugang zu Finanzmitteln	68 - 74
EU-Initiativen zur Finanzierung	75 - 77
Abschließende Bemerkungen	78 - 82
Anhang I – Entwicklung der EU-Politik für Stromnetze	
Anhang II – Hauptmerkmale der EU-Stromnetze	
Anhang III – Entwicklung der Klima- und Energieziele der EU	
Anhang IV – Einschätzungen der Mitgliedstaaten: Bewährte Verfahren und verbesserungsbedürftige Bereiche auf EU-Ebene bei der Planung	
Anhang V – Ansichten der Mitgliedstaaten: Bewährte Verfahren und verbesserungsbedürftige Bereiche auf EU-Ebene zur Förderung der Flexibilität	
Anhang VI – Rechtsrahmen für die Vergütung der Netzbetreiber in den EU-Mitgliedstaaten	
Anhang VII – Ansichten der Mitgliedstaaten: Bewährte Verfahren und verbesserungsbedürftige Bereiche auf EU-Ebene in Bezug auf den Regelungsrahmen für die Vergütung der Netzbetreiber	
Anhang VIII – EU-Mittel für Investitionen in die Stromnetzinfrastuktur	
Abkürzungen	
Glossar	
Prüfungsteam	

Zusammenfassung

I Wir halten es oft für selbstverständlich, dass Strom auf Knopfdruck zur Verfügung steht, aber hinter den Kulissen muss ein empfindliches Gleichgewicht hergestellt werden, denn der Strom muss in dem Moment, in dem er erzeugt wird, entweder genutzt oder gespeichert werden. Ob in belebten Städten oder an abgelegeneren Orten – das EU-Stromnetz muss ständig und gleichmäßig Strom an Haushalte und Unternehmen liefern. Es verbindet 266 Millionen Haushalte und Unternehmen mithilfe von Leitungen, die eine Länge von mehr als 11,3 Millionen Kilometern haben – genug, um die Erde 282 Mal zu umrunden.

II Da Entscheidungen zur Klimaneutralität die Zukunft prägen, ist es von zentraler Bedeutung, dafür zu sorgen, dass das Netz fit für Netto-Null-Emissionen ist. Das Netz muss den Verbrauch decken und zuverlässig Energie aus erneuerbaren Quellen integrieren, um die Dekarbonisierung und die Versorgungssicherheit voranzutreiben. Gleichzeitig muss gewährleistet sein, dass der Strom erschwinglich bleibt. In dieser Analyse werden der aktuelle Stand und die wichtigsten Trends in Bezug auf die Stromnetze der EU und die damit verbundenen politischen Maßnahmen dargelegt. Zu einem Zeitpunkt, zu dem entschlossene Maßnahmen noch möglich sind, zeigt die Analyse auch Herausforderungen und Chancen für effizientere Lösungen im Zusammenhang mit der Energiewende auf.

III Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich nicht um einen Prüfungsbericht, sondern um eine Analyse, die sich in erster Linie auf öffentlich zugängliche Informationen und Unterlagen stützt, die speziell zu diesem Zweck zusammengetragen wurden. Um einen umfassenden Überblick über die Lage zu geben, haben wir Informationsbesuche in zwei Mitgliedstaaten durchgeführt und uns mit der Kommission, den nationalen Regulierungsbehörden und anderen wichtigen Interessenträgern ausgetauscht. Wir haben die Netzentwicklungspläne überprüft und die Daten über die finanzielle Kapazität der Netzbetreiber analysiert.

IV Es müssen umfangreiche Netzinvestitionen getätigt werden, um bis 2050 Netto-Null zu erreichen. Nach Schätzungen der Kommission sind 1 994 bis 2 294 Milliarden Euro erforderlich, um den Bedarf bis 2050 zu decken, und die bloße Beibehaltung des derzeitigen Investitionsniveaus wird nicht ausreichen. Es wird anerkannt, dass dringend verstärkte Anstrengungen erforderlich sind, um das Investitionstempo zu beschleunigen. Der Erfolg hängt von der Bewältigung der wichtigsten Herausforderungen ab, darunter die Koordinierung der Netzplanung in der gesamten EU, die Straffung der Genehmigungsverfahren und die Behebung von Ausrüstungs- und Arbeitskräftemangel.

V Der Investitionsbedarf kann verringert werden, indem sowohl das Netz als auch das Stromsystem insgesamt flexibler gestaltet werden. Europas Bestreben nach Netto-Null-Emissionen und größerer Energieunabhängigkeit bietet eine günstige Gelegenheit, effiziente Lösungen wie Laststeuerung, Stromspeicherung und fortschrittliche Netztechnologien zu fördern, die dazu beitragen, den Bedarf an einem groß angelegten Infrastrukturausbau zu minimieren. Verbraucher, die Energie sowohl erzeugen als auch verbrauchen, können in dem neuen, flexibleren Energiesystem ebenfalls eine wichtige Rolle spielen.

VI Regulierungsrahmen sind von entscheidender Bedeutung, um sicherzustellen, dass ausreichende Netzinvestitionen zur Verfügung stehen, da sie entscheidend dafür sind, wie viel die Betreiber verdienen und wie sie vergütet werden. Finanzierungsregelungen sind besonders wichtig in einer Situation, in der einige Betreiber einem erhöhten Kreditrisiko ausgesetzt sind und Schwierigkeiten haben, Zugang zu den erforderlichen Vorabinvestitionen zu erhalten. Die langfristigen Auswirkungen von Netzinvestitionen auf die Stromrechnung sind unklar und schwer vorherzusagen. Wenngleich die Netztarife kurzfristig steigen könnten, schätzt die Kommission, dass der Preis für die Stromerzeugung aufgrund der zunehmenden Nutzung billigerer erneuerbarer Energien langfristig relativ stabil bleiben wird.

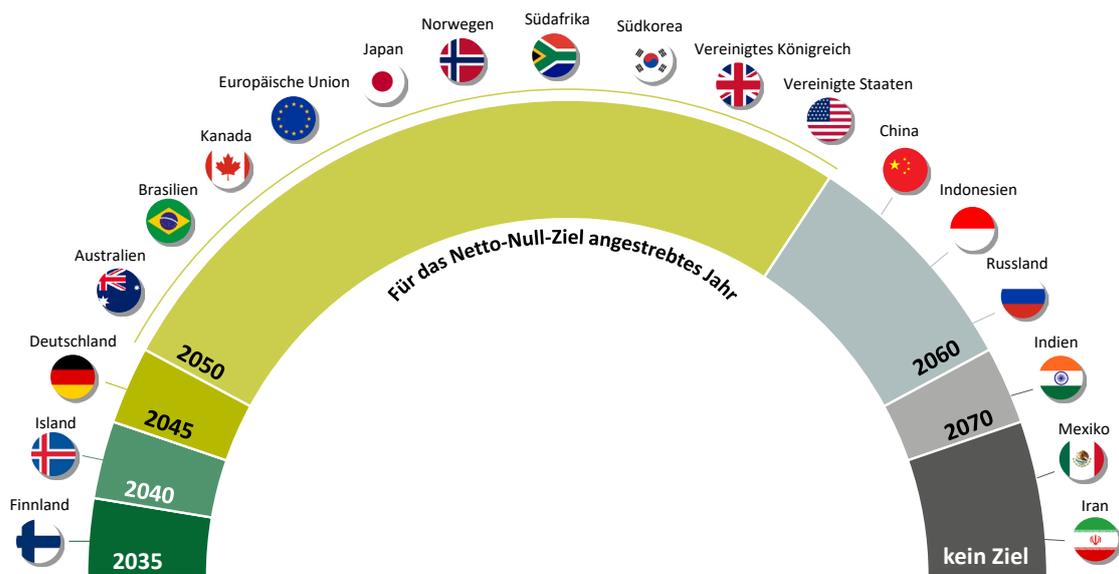
VII Die Europäische Union spielt eine Schlüsselrolle, wenn es darum geht, das Netz für Netto-Null-Emissionen bereit zu machen. Geschehen soll dies insbesondere durch Verbesserung der allgemeinen Governance und Planung sowie durch die Schaffung des erforderlichen rechtlichen Umfelds. Gleichzeitig sind die Mitgliedstaaten und Netzbetreiber für den Netzausbau und die Bewältigung der damit verbundenen praktischen, regulatorischen und finanziellen Herausforderungen verantwortlich.

Hintergrund

Elektrifizierung als Motor der EU-Klimaschutzmaßnahmen

01 2015 wurde ein weltweit verbindliches **Übereinkommen** zur Bekämpfung des Klimawandels und zur Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C geschlossen. Zur Erreichung dieses Ziels ist eine erhebliche Verringerung der weltweiten Treibhausgasemissionen und eine vollständige Umgestaltung der Energiesysteme, die für einen erheblichen Teil dieser Emissionen verantwortlich sind, erforderlich. Im Rahmen dieser globalen Anstrengungen hat sich die EU verpflichtet, bis 2050 Netto-Null-Emissionen zu erreichen (**Abbildung 1**).

Abbildung 1 – Eine vergleichende Betrachtung der EU-Klimaschutzmaßnahmen



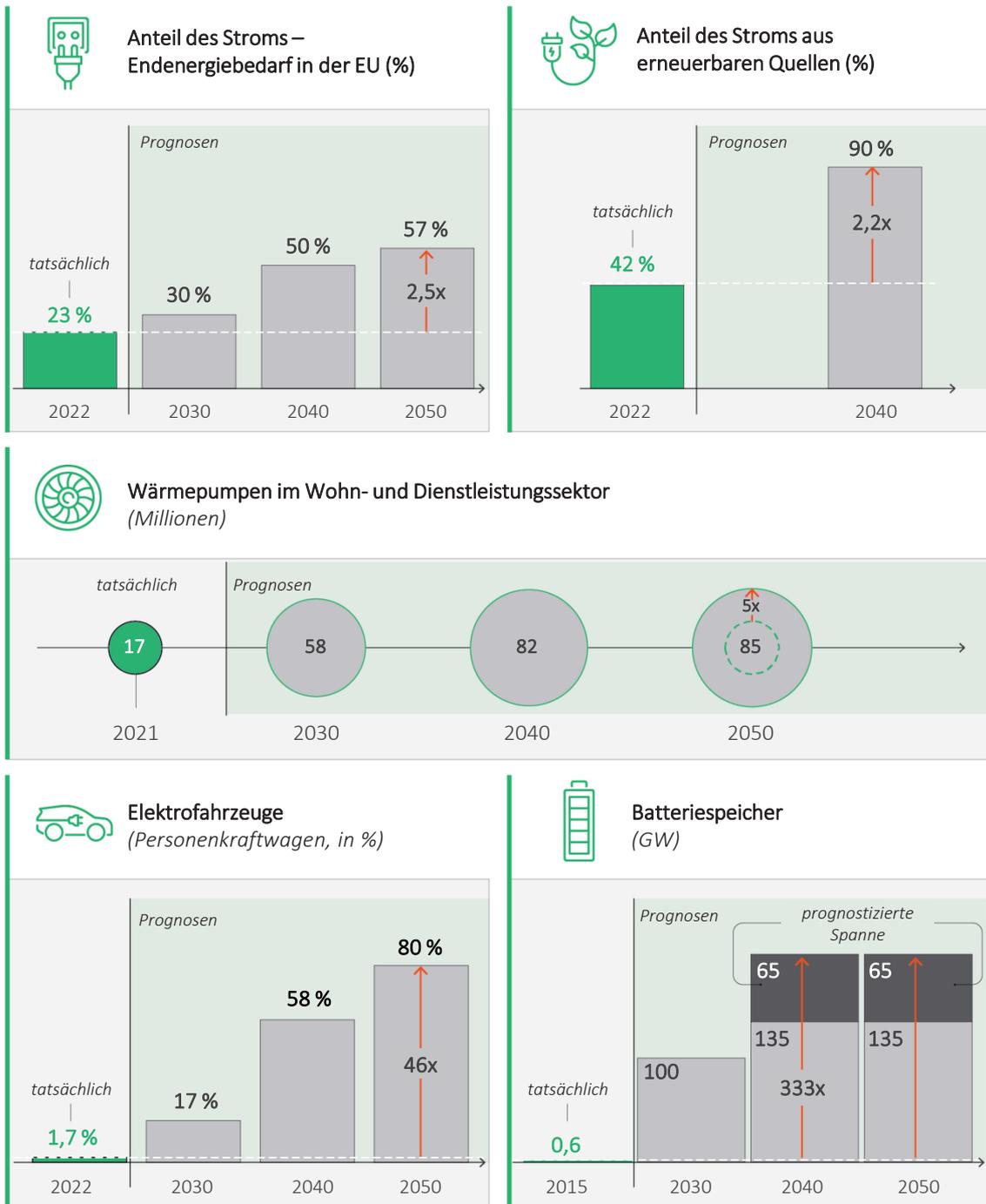
Quelle: Europäischer Rechnungshof auf Grundlage von IEA (2024), *Global Energy and Climate Model*, IEA, Paris, Kapitel 1.1.2 *Announced Pledges Scenario*, Lizenz CC BY 4.0.

02 Nach Angaben der [Internationalen Energieagentur \(IEA\)](#) befinden wir uns gegenwärtig in einem für Klimaschutzmaßnahmen entscheidenden Jahrzehnt. Fortgeschrittenen Volkswirtschaften wird empfohlen, ihre Stromsektoren bis 2035 zu dekarbonisieren, wobei der Strom voraussichtlich eine [immer wichtigere Rolle](#) im gesamten Energiesystem spielen wird. Die Stromnachfrage wird sich zwischen 2022 und 2050 voraussichtlich mehr als verdoppeln ([Abbildung 2](#)), bedingt durch ein starkes Wachstum in den folgenden Bereichen:

- Verkehr (z. B. Elektrofahrzeuge),
- Heizen (z. B. elektrische Wärmepumpen),
- Industrie (stärkere Elektrifizierung von Prozessen).

Erneuerbare Energien stehen im Mittelpunkt der Energiewende: 2023 trugen sie bereits [30 % zur weltweiten Stromerzeugung](#) bei. Eine wichtige Errungenschaft der EU war die Erzeugung von rund 42 % des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2022.

Abbildung 2 – Stromtrends in der EU



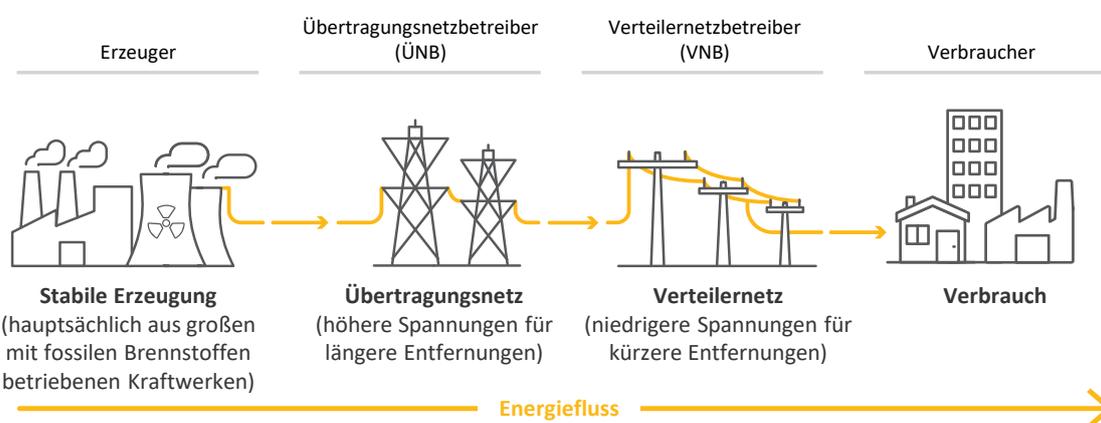
Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Daten von Eurostat (tatsächliche Zahlen) und von Daten der Kommission (sonstige Daten): COM(2024) 63 ("Unsere Zukunft sichern") und SWD(2024) 63 ("Securing our future"), Heat pumps in the EU (2022) und SWD (2021) 307 ("Progress on competitiveness of clean energy technologies").

Die Politik der EU gestaltet das Stromsystem der Zukunft

03 Die Politik der EU im Bereich der Elektrizität ist Teil einer umfassenderen Energiepolitik mit dem Ziel, einen wettbewerbsfähigen, sicheren und nachhaltigen Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen, der sowohl die Klimaziele der EU als auch das Wirtschaftswachstum unterstützt.

04 Der Strommarkt wurde traditionell von vertikal integrierten Monopolen dominiert, in denen Strom über zentral verwaltete Stromsysteme von Großkraftwerken an die Verbraucher geflossen ist (**Abbildung 3**).

Abbildung 3 – Traditionelles Stromsystem



Quelle: Europäischer Rechnungshof.

05 Mit der Einführung des ersten, zweiten und dritten EU-Legislativpakets für den Energiebereich wurden die monopolistischen Strommärkte für den Wettbewerb geöffnet. Dieser Wandel kam den Verbrauchern zugute und erleichterte mit verbesserten Energieverbundnetzen zwischen den Mitgliedstaaten den grenzüberschreitenden Stromhandel und verbesserte die Versorgungssicherheit. Derzeit sind nur noch die Netze ein Monopol und werden von den nationalen Regulierungsbehörden reguliert. In **Anhang I** wird die Entwicklung der EU-Strompolitik und der einschlägigen Rechtssetzungsakte dargestellt.

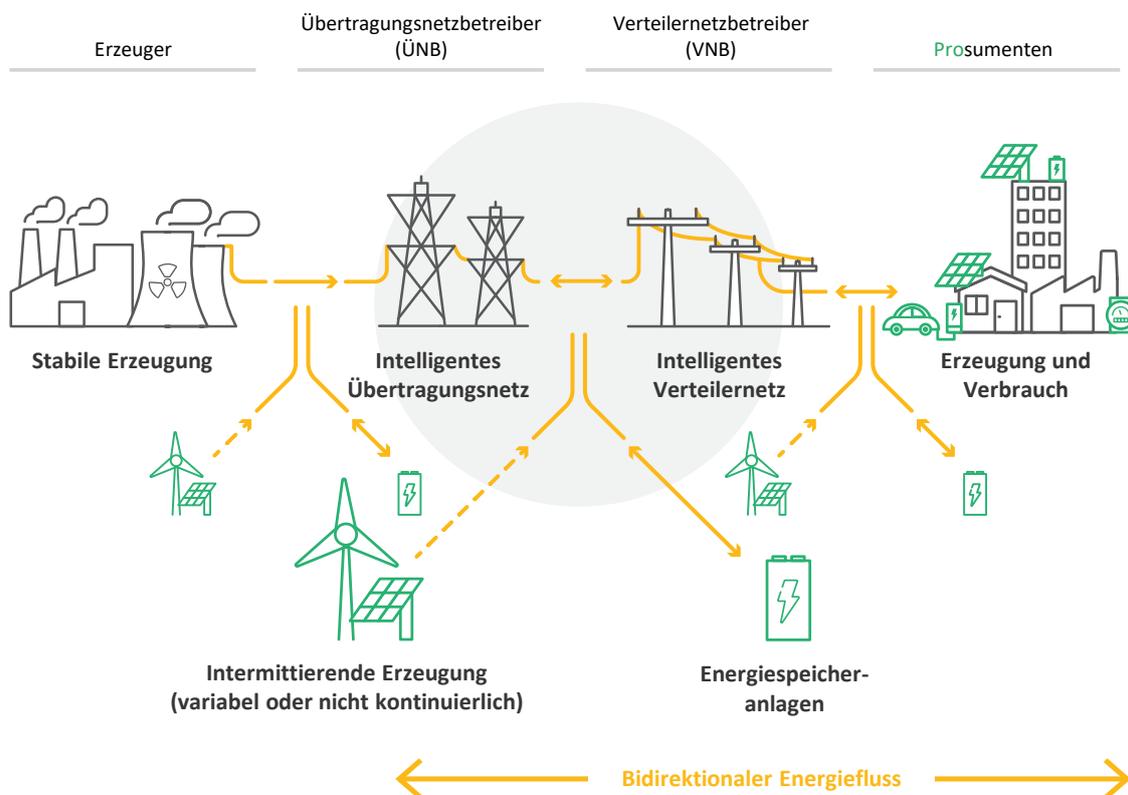
06 Da aus Sicht der EU zunehmend klarer wurde, wie wichtig die Bekämpfung des Klimawandels ist, wurde begonnen, im Rahmen der Strompolitik der Dekarbonisierung und der Integration erneuerbarer Energien Vorrang einzuräumen. Die Annahme des [Klima- und Energiepakets 2020](#) war der erste wichtige Schritt. Im [Paket "Saubere Energie"](#), das auf dem Klima- und Energiepaket aufbaute, stand erneut der Übergang von fossilen Brennstoffen zu einer CO₂-neutralen Wirtschaft im Vordergrund. Dieser Zielpfad wurde durch den [europäischen Grünen Deal](#) und das Paket ["Fit für 55"](#) noch verstärkt.

07 Die Energiekrise, die Ende 2021 durch den Aufbau nach der Pandemie und die Probleme bei der Gasversorgung ausgelöst wurde, wurde durch die russische Invasion der Ukraine im Jahr 2022 noch verschärft. Durch sie wurde deutlich, dass das Ziel der EU, ihre Abhängigkeit von externen Energiequellen zu verringern und gleichzeitig erschwingliche und sichere Elektrizität sicherzustellen, erreicht werden muss. Diese Herausforderung wurde durch [befristete Maßnahmen](#) angegangen, gefolgt vom [REPowerEU-Plan](#) und der Reform zur Gestaltung des Strommarkts, deren Schwerpunkt auf dem Verbraucherschutz lag¹. Der [EU-Aktionsplan für Netze 2023](#) zielt speziell auf Stromnetze ab, um den Netzausbau, die Transparenz und die Finanzierung zu verbessern.

08 Die EU-Politik gestaltet das Stromsystem mit einem dualen Ansatz. Auf der einen Seite unterstützt sie die Dezentralisierung durch Förderung der lokalen Stromerzeugung (z. B. Solarpaneele auf Dächern, Windkraftanlagen), den lokalen Verbrauch (z. B. Haushalte) und die Nutzung von Batterien zur lokalen Stromspeicherung. Auf der anderen Seite fördert sie die Zentralisierung durch groß angelegte Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien wie Offshore-Windparks und Solarparks, an die die Hochspannungsübertragungsinfrastruktur und moderne digitale Systeme und Steuerungssysteme angeschlossen sind ([Abbildung 4](#)).

¹ [Richtlinie \(EU\) 2024/1711](#) und [Verordnung \(EU\) 2024/1747](#) in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union.

Abbildung 4 – Auf dem Weg zum Stromsystem der Zukunft



Quelle: Europäischer Rechnungshof.

09 Dieser duale Ansatz verändert die Art und Weise, wie die Stromnetze, insbesondere die Verteilernetze, verwaltet werden. In die Verteilernetze werden zunehmend zahlreiche kleine und mittlere Generatoren zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und Flexibilitätsressourcen (z. B. Speichersysteme) integriert. Ein weiterer Faktor ist der steigende Verbrauch aufgrund von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. Bis 2030 werden voraussichtlich 70 % der erneuerbaren Energien **auf der Verteilungsebene angeschlossen**; diese Zahl wird bis 2040 voraussichtlich auf 80 % steigen. Diese Änderung stellt die Verteilernetzbetreiber (VNB) vor singuläre Herausforderungen.

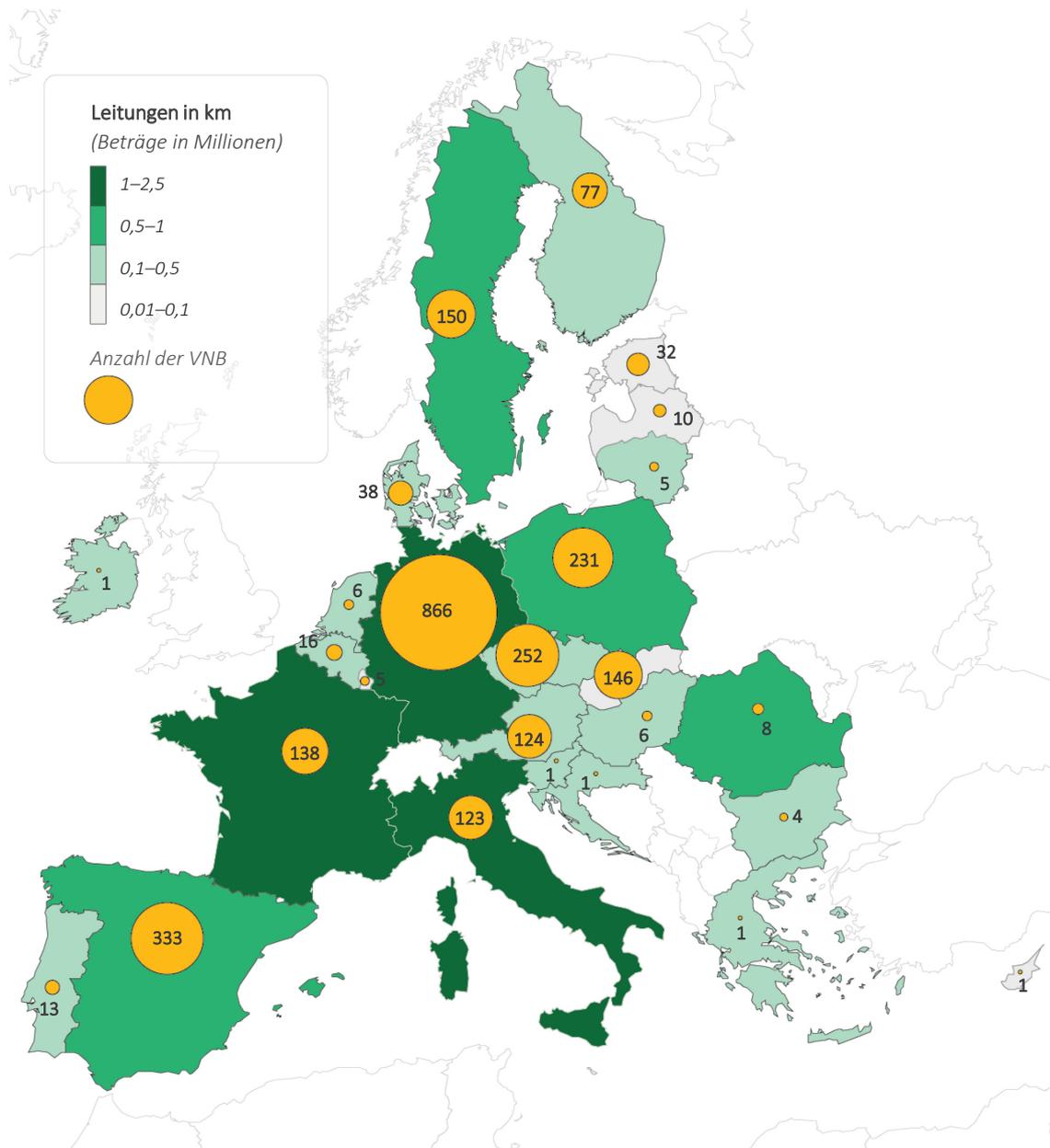
Das Stromnetz der EU

10 Strom ist eine vergängliche Ressource – er muss verbraucht oder gespeichert werden, sobald er erzeugt wird. Daher sind die Netzbetreiber ständig darum bemüht, ein perfektes Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herzustellen, die beide zunehmend Schwankungen unterliegen – insbesondere in Spitzenzeiten, z. B. wenn die Aktivität in den Städten morgens anläuft oder die Menschen abends nach Hause zurückkehren. Ob in belebten Städten, abgelegenen Dörfern oder auf Inseln – das Netz muss überall eine zuverlässige Stromversorgung für Haushalte und Unternehmen gewährleisten.

11 Das Stromnetz ist die größte, komplexeste und am weitesten verbreitete Infrastruktur der Welt, die Menschen geschaffen haben. Es erstreckt sich allein in der EU über 11,3 Millionen Kilometer² – dies reicht aus, um die Erde 282 Mal zu umrunden (*Abbildung 5*). In der EU wird es von über 2 500 VNB verwaltet, die 96 % des Netzes und 30 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beaufsichtigen, die 266 Millionen Kunden (Haushalte und Unternehmen) versorgen und 27 Länder und zahlreiche EU-Regionen miteinander verbinden. Das Stromnetz der EU ist ein wichtiger Bestandteil des umfassenderen europäischen Netzes, das das weltweit größte Verbundnetz bildet. Weitere Informationen zum Stromnetz der EU sind *Anhang II* zu entnehmen.

² Informationen, die die nationalen Regulierungsbehörden dem Europäischen Rechnungshof und dem Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (*Council of European Energy Regulators*, CEER) zur Verfügung gestellt haben, *Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023*, 2024.

Abbildung 5 – Die größte EU-Infrastruktur: Stromnetze und Betreiber (2024)



Quelle: Europäischer Rechnungshof auf Grundlage von EU-VNBO, "Map the Green Deal's drivers: Distribution grids across the EU" (2024), sowie von Angaben der nationalen Regulierungsbehörden.

12 Das EU-Stromnetz ist das größte weltweit, das jedoch – wie dies auch in anderen fortgeschrittenen Volkswirtschaften der Fall ist – altert. Die durchschnittliche Lebensdauer von Stromleitungen liegt zwischen 40 und 60 Jahren³, je nachdem, ob sie Erdkabel oder Freileitungen umfassen, und etwa 40 % der Verteilernetze sind älter als 40 Jahre⁴.

Rollen und Zuständigkeiten

13 In die Entwicklung der Stromnetze sind verschiedenste Akteure mit unterschiedlichen Zuständigkeiten involviert. Die Kommission spielt eine Schlüsselrolle bei der Entwicklung der Stromnetze, indem sie Maßnahmen vorschlägt und überwacht, um transeuropäische Netze aufzubauen, grenzüberschreitende Verbundnetze zu fördern, Netze intelligenter zu gestalten und die Netzinteroperabilität sicherzustellen. Der Schwerpunkt liegt auch auf der Förderung des Energiebinnenmarkts, der Energieversorgungssicherheit und der Integration erneuerbarer Energien. Um diese Ziele zu unterstützen, hat die Kommission Vermarktungsregeln und Leitlinien für Infrastrukturinvestitionen entwickelt, die auf einem Rechtsrahmen beruhen⁵. Auf EU-Ebene fördern verschiedene Einrichtungen (z. B. die ACER, die ENTSO-E und die EU-VNBO), die darüber hinaus auch weitere spezifische Zuständigkeiten haben, die Zusammenarbeit und unterstützen die Koordinierung zwischen den verschiedenen Akteuren in den nationalen Stromsystemen.

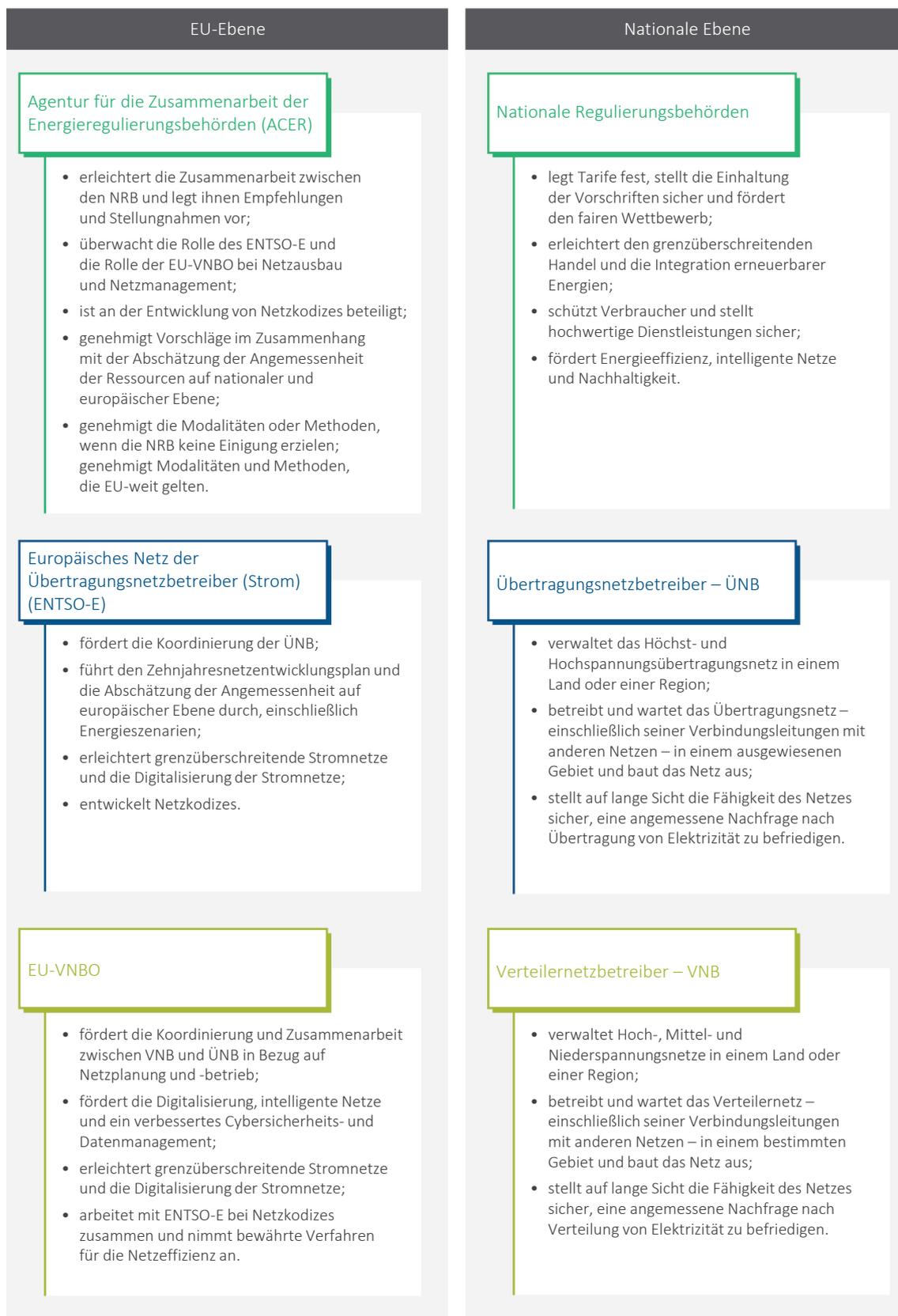
14 Die Mitgliedstaaten sind für die Umsetzung der EU-Energiepolitik verantwortlich, unter anderem durch die gemeinsame Verwirklichung der Klimaziele und der Ziele im Bereich der erneuerbaren Energien im Rahmen ihrer nationalen Strategien. Die Mitgliedstaaten schaffen auch die Voraussetzungen für Netzinvestitionen, fördern Flexibilität und unterstützen ihre Stromsysteme beim effizienten Betrieb. Im Zuge dieser Bemühungen spielen die nationalen Regulierungsbehörden eine wichtige Rolle, indem sie den Rechtsrahmen schaffen, innerhalb dessen die Netzbetreiber tätig sind (*Abbildung 6*).

³ Electricity grids and secure energy transitions, IEA, 2023, Seite 25.

⁴ COM(2023) 757, "Ein EU-Aktionsplan für Stromnetze", Punkt 1.

⁵ Verordnung (EU) 2022/869 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, Richtlinie (EU) 2019/944 und Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Abbildung 6 – Hauptakteure im EU-Stromsystem



Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage der Richtlinie (EU) 2019/944, der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt und der Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung der ACER.

Umfang und Ansatz der Analyse

15 In dieser Analyse wird eine Bestandsaufnahme der Herausforderungen vorgenommen, die damit verbunden sind, das Stromnetz bereit für Netto-Null-Emissionen zu machen, und es wird der aktuelle Stand der Initiativen vorgestellt, die zur Bewältigung dieser Herausforderungen auf EU- und nationaler Ebene ergriffen wurden. Fragen im Zusammenhang mit der Sicherheit des Elektrizitätsbinnenmarkts, d. h. Cybersicherheit und Datenschutz, wurden nicht in diese Analyse einbezogen.

16 Die vorliegende Veröffentlichung ist kein Prüfungsbericht, sondern eine Analyse, die sich in erster Linie auf öffentlich verfügbare Informationen und auf Unterlagen stützt, die speziell für diesen Zweck zusammengetragen wurden. Im Gegensatz zu einer Prüfung liefert eine Analyse eine beschreibende und informative Bewertung. Zweck der Analyse ist nicht die Formulierung von Empfehlungen; stattdessen haben wir die Herausforderungen und Chancen ermittelt, die für den Ausbau des EU-Stromnetzes bestehen. Wir möchten das Bewusstsein für die entscheidende Rolle schärfen, die das Stromnetz bei der Ermöglichung der Energiewende spielt.

17 Auf EU-Ebene haben wir uns auf die Arbeit der Kommission bei der Entwicklung von Strategien für Stromnetze konzentriert. Wir geben einen Überblick über die EU-Mittel, die in den Programmplanungszeiträumen 2014–2020 und 2021–2027 für Investitionen in die Netzinfrastruktur zur Verfügung stehen ([Tabelle 1](#)).

Tabelle 1 – Überprüfung der EU-Mittel für Investitionen in die Netzinfrastruktur

Zuständige Einrichtung	Fonds
Generaldirektion Energie	Fazilität "Connecting Europe" (CEF)
Generaldirektion Regionalpolitik und Stadtentwicklung	Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE), Kohäsionsfonds, Fonds für einen gerechten Übergang
Generaldirektion Wirtschaft und Finanzen	Aufbau- und Resilienzfazilität (ARF)
Generaldirektion Klimapolitik	Modernisierungsfonds

Quelle: Europäischer Rechnungshof.

18 Unter Betrachtung der Situation auf nationaler Ebene geben wir einen Überblick über die zahlreichen geplanten Netzinvestitionen, die Regulierungssysteme zur Vergütung der Netzbetreiber und die Maßnahmen, die ergriffen wurden, um die Anpassungsfähigkeit des Stromsystems an Veränderungen von Angebot und Nachfrage zu verbessern.

19 Öffentlich zugängliche Informationen, Berichte und Dokumente sind in unsere Analyse eingeflossen. Wir haben externe Sachverständige konsultiert und Daten aus der [ORBIS-Datenbank](#) verwendet. Darüber hinaus haben wir

- zwei Mitgliedstaaten (Deutschland und Italien) besucht, um die Netzpolitik und den Netzaufbau dieser Mitgliedstaaten besser zu verstehen. Diese Mitgliedstaaten stehen vor ähnlichen Herausforderungen bei der Steuerung der Stromflüsse von Gebieten, in denen erneuerbare Energie erzeugt wird, in Gebiete mit hohem Verbrauch. Sie unterscheiden sich jedoch in Bezug auf ihre Betreiberstruktur, das rechtliche Umfeld, die Einführung intelligenter Zähler und andere Aspekte;
- Gespräche mit der für die Entwicklung der EU-Strompolitik zuständigen Generaldirektion der Kommission (GD ENER) sowie mit den Generaldirektionen der Kommission, die Mittel bereitstellen, geführt;
- Informationen über bewährte Verfahren, Investitionen und Stromdaten von den nationalen Regulierungsbehörden in allen Mitgliedstaaten gesammelt und mit einer Ausnahme Antworten von allen nationalen Regulierungsbehörden erhalten;
- mit anderen relevanten Einrichtungen ([ACER](#), [CEER](#), [ENTSO-E](#), [EU-VNBO](#), [E.DSO](#), [Ember](#), [Eurelectric](#) und [JRC](#)) die Herausforderungen und Chancen erörtert, die damit verbunden sind, das EU-Netz bereit für Netto-Null-Emissionen zu machen;
- die Netzentwicklungspläne aller 30 ÜNB und der 57 größten VNB überprüft, die mehr als drei Viertel der Stromkunden in der EU repräsentieren;
- die finanzielle Leistungsfähigkeit von 685 Netzbetreibern und das Kreditrisiko von 605 Netzbetreibern analysiert, die jeweils über 90 % der Stromkunden in der EU repräsentieren.

Netzinvestitionen in der EU

Für die Energiewende sind umfangreiche Netzinvestitionen erforderlich

20 Während Solar- und Windenergie bei der Energiewende an erster Stelle stehen, kann ihr volles Potenzial nicht ohne die Infrastruktur ausgeschöpft werden, mit der der saubere Strom von den Produktionsstätten an die Verbraucher geliefert wird. Übertragungs- und Verteilernetze sind Voraussetzung für die Energiewende und müssen ausgebaut, modernisiert und gewartet werden, um die künftige Nachfrage zu decken. Dazu gehört auch die zunehmende Digitalisierung und Anpassung an den Klimawandel (*Abbildung 7*).

Abbildung 7 – Beweggründe für Netzinvestitionen



Quelle: Europäischer Rechnungshof.

21 Der **Netzausbau** ist einer der wichtigsten Beweggründe für Netzinvestitionen. Er richtet sich nach der steigenden Stromnachfrage (insbesondere wird zwischen 2020 und 2050 mit einem **Anstieg des täglichen Spitzenverbrauchs um 60 %** gerechnet) und danach, wo die erneuerbare Energie erzeugt wird. Der Standort von Kraftwerken mit CO₂-Emissionen wurde häufig strategisch gewählt: dort, wo sehr viel Strom verbraucht wurde und in stark besiedelten Gebieten. So wurden Stromverluste minimiert und weniger lange Übertragungsleitungen benötigt. Da sich die Stromerzeugung jedoch auf erneuerbare Energiequellen verlagert, befinden sich Erzeugungsstandorte nun häufig in windigen oder sonnigen Regionen mit verfügbaren Flächen, was bedeutet, dass das Netz erweitert werden muss, um diese Standorte zu erreichen.

22 Darüber hinaus ist die Erzeugung bei erneuerbaren Energiequellen weniger kontinuierlich und unterliegt stärkeren Schwankungen, da ihr Output von den Witterungsbedingungen abhängt. Dies unterscheidet sie von herkömmlichen Kraftwerken, die die Produktion der Nachfrage anpassen können. Dies wiederum macht es schwieriger, das System im Gleichgewicht zu halten. Darüber hinaus war das europäische Netz ursprünglich für den Betrieb mit Wechselstrom ausgelegt (elektrischer Strom, der seine Richtung in regelmäßigen Abständen mehrmals pro Sekunde wechselt). Viele erneuerbare Energiequellen erzeugen jedoch Gleichstrom (der nur in eine Richtung fließt). Dieser muss umgewandelt werden, um mit dem Netz kompatibel zu sein und im Netz genutzt werden zu können. Folglich können Netzverstärkungen, die Installation spezifischer Ausrüstungen sowie modernere, **intelligentere und innovativere Technologien** erforderlich sein, um diesen Energiequellen gerecht zu werden (*Kasten 1*).

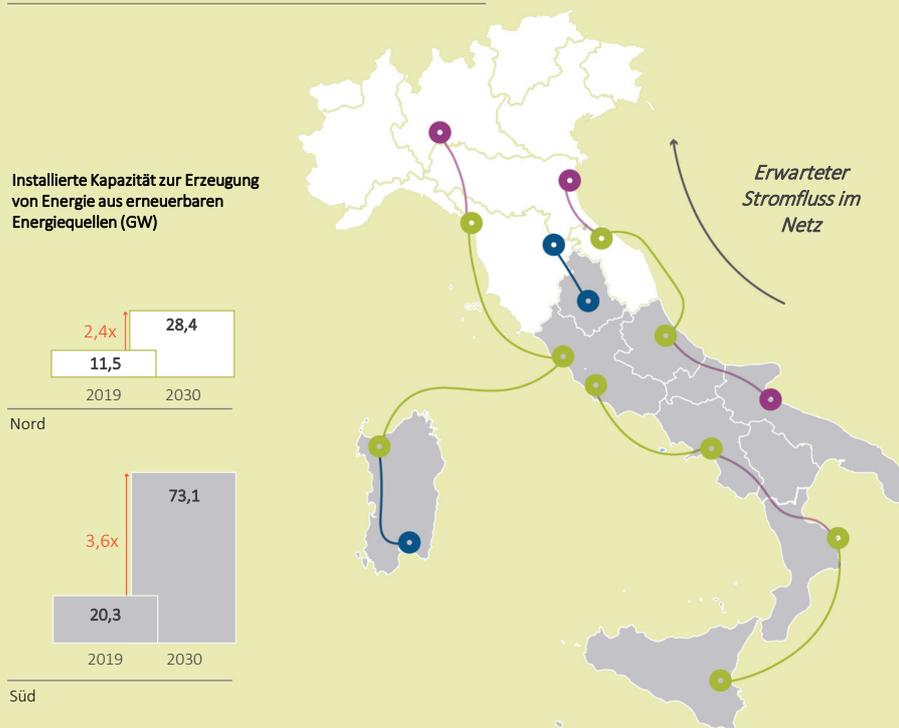
Kasten 1

Transport großer Mengen von Strom aus erneuerbaren Quellen mithilfe moderner Technologie in Italien

Bis 2030 wird sich die Kapazität für die Erzeugung erneuerbarer Energie in Italien voraussichtlich verdreifachen. Diese Kapazität befindet sich hauptsächlich im sonnigen Süden, während der größte Teil des Verbrauchs (etwa zwei Drittel im Jahr 2023) in den industriellen nördlichen Regionen stattfindet. Der italienische ÜNB (Terna) hat ein Projekt ("Hypergrid") mit einem Wert von 11 Milliarden Euro vorgeschlagen, um den Stromaustausch zwischen Nord- und Süditalien zu fördern. Das Vorhaben wird die Austauschkapazität von 16 GW auf über 30 GW fast verdoppeln, indem die Stromleitungen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Technologie modernisiert und neue Unterseeverbindungen hinzugefügt werden.

Das Hypergrid nach 2032

-  Hochspannungs-Gleichstrom-Unterwasserkabel
-  Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom
-  Modernisierung von Wechselstromleitungen



Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Daten von Terna.

23 Eine weiterer wichtiger Beweggrund für Investitionen sind **Wartungs- und Netzersatzarbeiten**, insbesondere angesichts der alternden Infrastruktur. Die Anpassung an den **Klimawandel** erfordert ebenfalls Investitionen (**Kasten 2**), wie z. B. Investitionen in stärkere und wetterbeständige Materialien oder in den Bau hochwassersicherer Umspannwerke, um für Schutz vor steigenden Wasserständen zu sorgen. **Die Kommission hat darauf hingewiesen**, dass Netzschäden bis Mitte des Jahrhunderts sechsmal häufiger auftreten könnten, falls keine Anpassung stattfindet.

Kasten 2

Auswirkungen des Klimawandels auf die Stromnetze: Beispiel aus Italien

Im Juli 2023 führte eine lang anhaltende Hochdruckwetterlage in Sizilien zu einer intensiven Hitzewelle. Die Temperaturen erreichten über 41 °C, und die trockenen Bedingungen lösten zahlreiche Waldbrände aus. Die hohen Temperaturen beschädigten Erdkabel und führten zu Stromunterbrechungen, wobei Tausende von Anschlüssen mehr als 24 Stunden lang ausfielen.

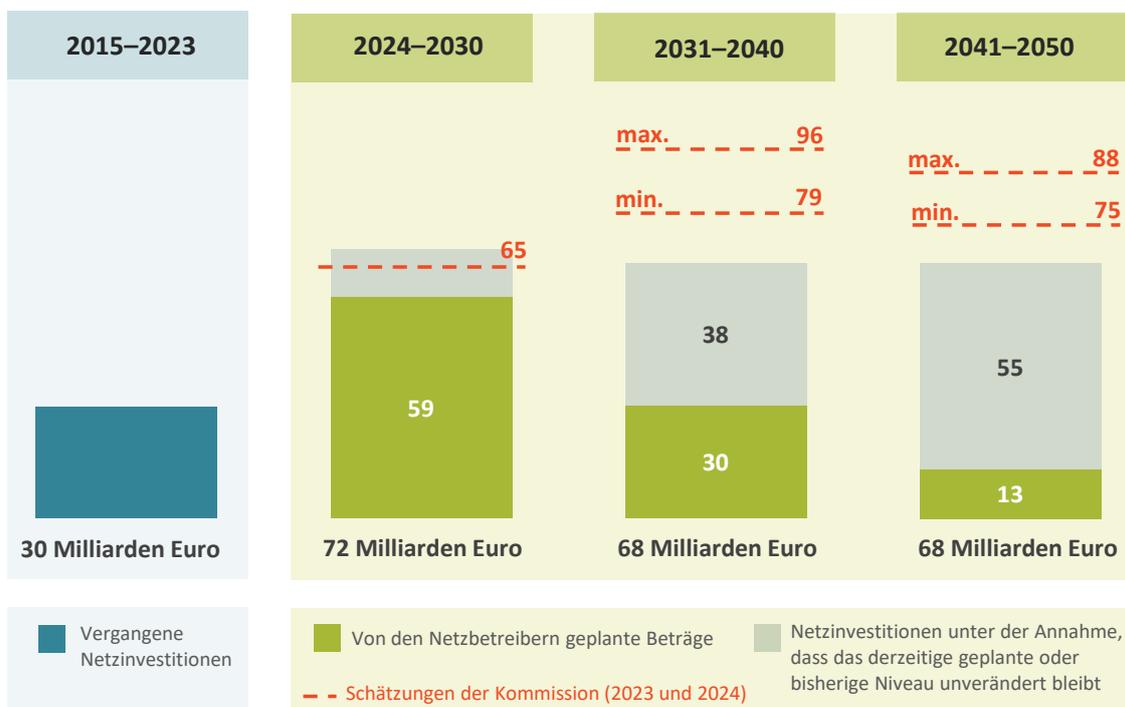
Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage der Daten von [E-Distribuzione](#).

Derzeitige geplante Netzinvestitionen der Betreiber unter dem von der Kommission geschätzten Bedarf

24 Die Netzbetreiber planen aufgrund des künftigen Bedarfs und der Ziele der Energiewende erhebliche Investitionen. Um **Umfang und Zeitpunkt der Netzinvestitionen** zu bewerten, haben wir die geplanten Investitionsbeträge von den nationalen Regulierungsbehörden angefordert und die erhaltenen Informationen aggregiert. In den Fällen, in denen die nationalen Regulierungsbehörden keine Daten vorlegten (für ÜNB war dies in fünf Mitgliedstaaten und für VNB in sechs Mitgliedstaaten der Fall), haben wir entweder die Netzentwicklungspläne der größten Betreiber herangezogen, um die entsprechenden Informationen zu erhalten, oder vergangene Investitionen zugrunde gelegt (berechnet als um Abschreibungen bereinigte Änderungen der Vermögenswerte). Auf diese Fälle entfallen 4,7 % der zwischen 2024 und 2050 geplanten Gesamtbeträge. Wir sind dann von der Annahme ausgegangen, dass die Netzbetreiber mit Blick auf 2050 weiterhin entweder die letzten geplanten oder die zuletzt investierten Beträge investieren werden.

25 Bei Zugrundelegung dieser Annahmen würden sich die Netzinvestitionen bis 2030 auf 72 Milliarden Euro jährlich belaufen, von 2031 bis 2050 auf 68 Milliarden Euro sinken (**Abbildung 8**) und im gesamten Zeitraum insgesamt 1 871 Milliarden Euro betragen. Dies entspräche Investitionen von 0,41 % des EU-Bruttoinlandsprodukts 2023 pro Jahr bis 2050 (zwischen 0,10 % und 1,20 % auf Ebene der Mitgliedstaaten) und einem Betrag, der etwa doppelt so hoch ist wie die vergangenen Investitionen der EU. Die meisten geplanten Investitionen betreffen die Modernisierung und den Ausbau der **Übertragungsnetze** (4 % des Gesamtnetzes). Der Schwerpunkt der Investitionen in die **Verteilernetze** wird voraussichtlich auf der Verstärkung, der Erneuerung und dem Ersatz der Netze liegen.

Abbildung 8 – Investitionen der Netzbetreiber und von der Kommission geschätzter Investitionsbedarf (jährliche Beträge, konstante Preise)



Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Daten der nationalen Regulierungsbehörden, der ORBIS-Datenbank, der Netzentwicklungspläne der größten Netzbetreiber und der Kommission.

26 Langfristig wird die bloße Beibehaltung der derzeit geplanten Investitionen nicht ausreichen, um den von der Kommission geschätzten Investitionsbedarf für das Stromnetz zu decken⁶, der auf 1 994 Milliarden Euro bis 2 294 Milliarden Euro (zwischen 2024 und 2050) geschätzt wird. Allerdings besteht ein erhebliches und zunehmendes Maß an Unsicherheit, da sich die Pläne in die Zukunft erstrecken. Diese Unsicherheit ergibt sich nicht nur aus dem Zeitrahmen, sondern auch aus den Szenarien, die den Netzentwicklungsplänen zugrunde liegen. Diese Szenarien unterliegen einer Reihe von Faktoren, darunter Veränderungen bei der Stromnachfrage, die Verbreitung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie Verbesserungen bei Energieeffizienz und -einsparungen (*Kasten 3*).

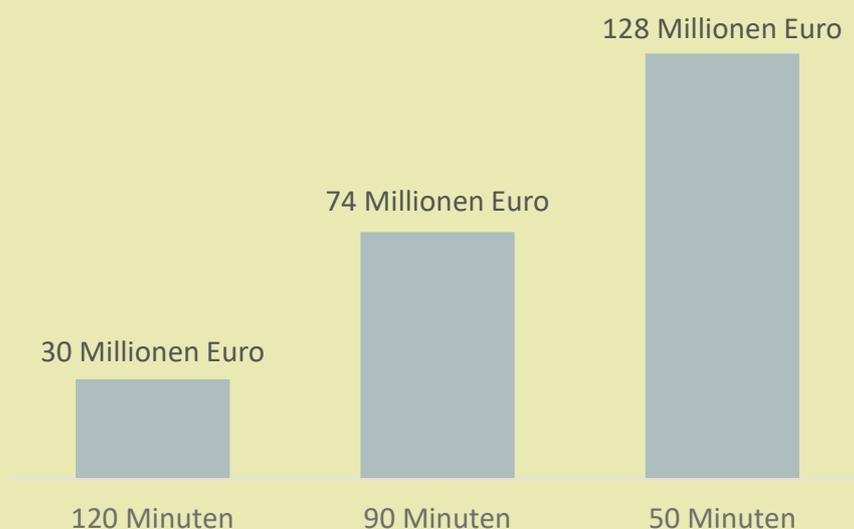
⁶ COM(2023) 757 "Ein EU-Aktionsplan für Stromnetze" und SWD(2024) 63, Folgenabschätzung zum Dokument "Securing our future", Teil 1.

Kasten 3

Wie sich Annahmen auf die Netzplanung auswirken: das Beispiel Estlands

Im Netzentwicklungsplan des estnischen VNB werden drei Investitionsszenarien zur Verbesserung der Klimaresilienz des Mittelspannungsnetzes bis 2030 vorgestellt. Die Beibehaltung des derzeitigen Investitionsniveaus würde zu einer durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 120 Minuten pro Jahr führen, während eine Verkürzung auf 50 Minuten mehr als das Vierfache des derzeitigen Investitionsniveaus erfordern würde. Bei allen Szenarien geht es darum, blanke Leitungen durch wetterbeständige Alternativen zu ersetzen, wobei eine niedrigere Unterbrechungsdauer angestrebt wird, was umfassendere und kostspieligere Infrastrukturverbesserungen erforderlich macht.

Auswirkungen der die durchschnittliche Unterbrechungsdauer betreffenden Zielvorgaben auf die erforderlichen jährlichen Netzinvestitionen (Zeitraum 2024–2030)

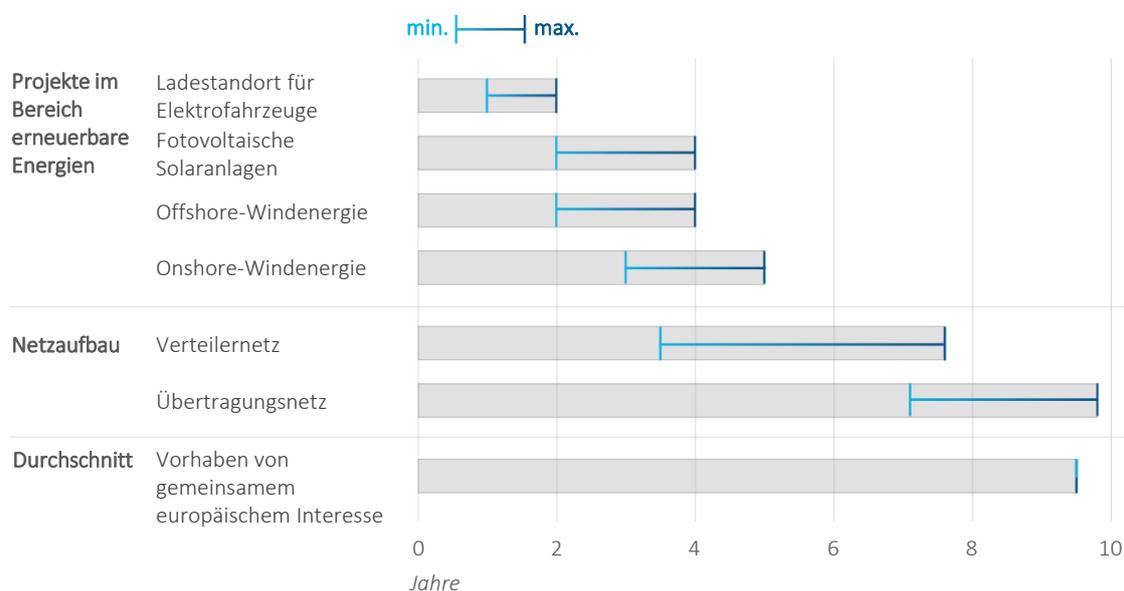


Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage des [Netzentwicklungsplans](#) des VNB.

Netzinfrastrukturprojekte dauern länger als Projekte im Bereich erneuerbare Energien

27 Die EU-VNBO hat einen raschen Anstieg der Zahl der **Anschlussanträge** von Erzeugern erneuerbarer Energien gemeldet. Netzinfrastrukturprojekte dauern jedoch häufig länger als Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien, wie zum Beispiel der Bau von Wind- oder Solaranlagen (**Abbildung 9**). Wir haben die nationalen Regulierungsbehörden um Auskunft zur Gesamtkapazität von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien gebeten, die in den einzelnen Mitgliedstaaten auf den Netzanschluss warten. Aus den zwölf eingegangenen Antworten für 2023 geht hervor, dass der Rückstand erheblich ist – er entspricht im Durchschnitt in etwa der bestehenden Kapazität erneuerbarer Energiequellen im Jahr 2022 in den betreffenden Ländern. Wir haben jedoch auch festgestellt, dass wahrscheinlich nicht alle Anträge in Zukunft weiterverfolgt werden (z. B. unausgereifte Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien).

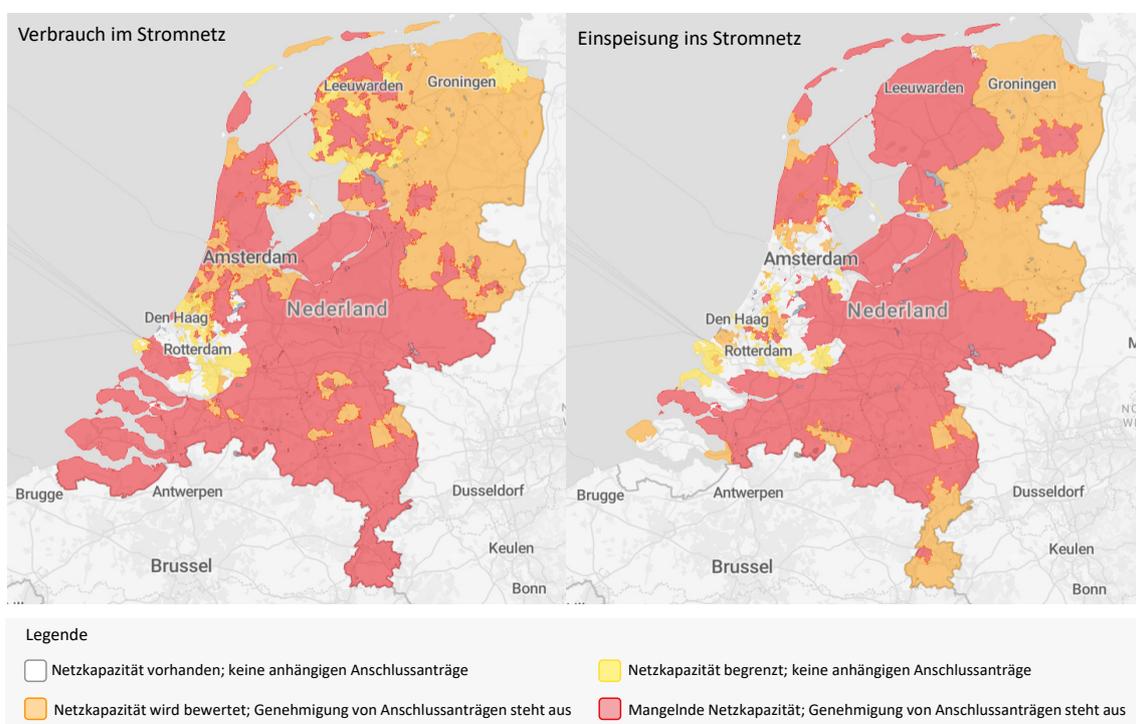
Abbildung 9 – Gesamtzeit für die Fertigstellung von Netzinfrastrukturprojekten und Projekten im Bereich erneuerbare Energien



Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Daten der Kommission, Antworten von zwölf nationalen Regulierungsbehörden und der IEA.

28 Unmittelbare Folge einer Verzögerung zwischen Netzprojekten und Projekten zur Erzeugung erneuerbarer Energie ist eine Verzögerung bei der Anbindung erneuerbarer Energiequellen an das Netz. Um dieser Herausforderung zu begegnen, stellen einige Netzbetreiber oder Stellen **Kapazitätskarten (Abbildung 10)** zur Verfügung, die die derzeitige Verfügbarkeit von Netzkapazität veranschaulichen, geplante Netzausbauten zu deren Erhöhung darlegen und die Möglichkeit flexibler Anschlüsse in überlasteten Gebieten aufzeigen. Mit diesen Informationen leiten diese Karten Projektträger im Bereich der erneuerbaren Energien – und die Stromverbraucher – in Gebiete mit bestehender freier Kapazität. Dies verringert den Bedarf an einem sofortigen Netzausbau und beschleunigt den Netzanschluss.

Abbildung 10 – Beispiel für eine Netzkapazitätskarte



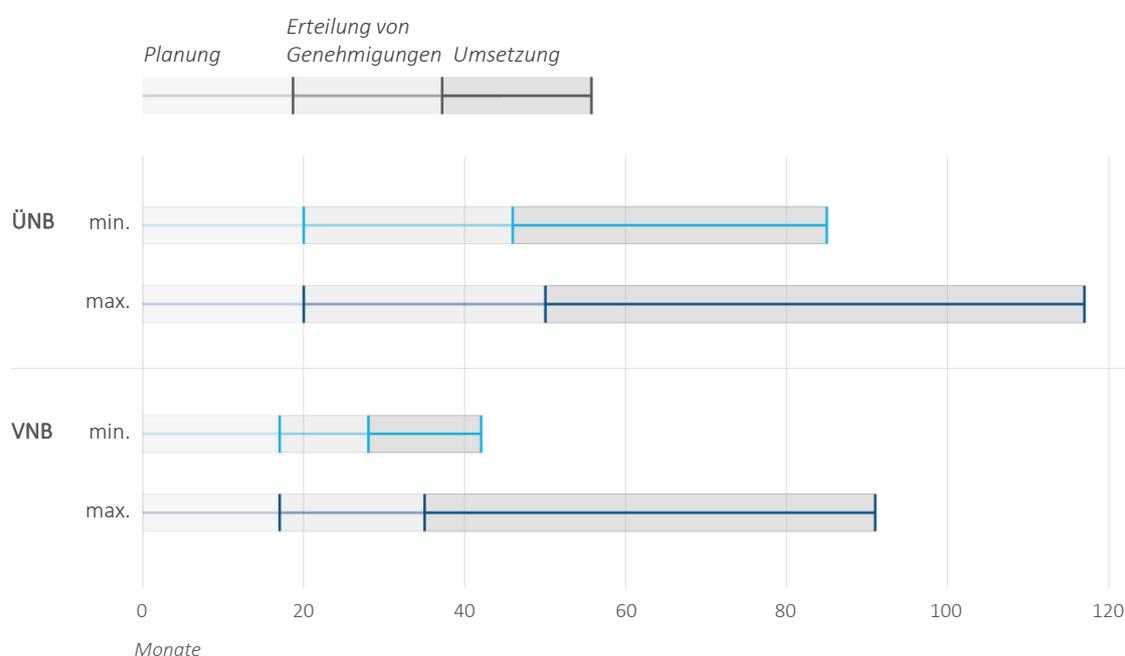
© [Netbeheer Nederland](#), Stand: 4.10.2024 | © Esri Nederland | © MapTiler © OpenStreetMap contributors.

29 Langwierige Netzinvestitionen können auch zu **Engpässen** führen, wenn die Nachfrage nach Stromübertragung oder -verteilung die verfügbare Netzkapazität in einem bestimmten Gebiet übersteigt – ein Problem, das immer häufiger auftritt. Laut der [ACER](#) stieg der Bedarf an Engpassmanagement 2023 gegenüber 2022 um 14,5 %. Dies führte zu hohen Systemkosten in Höhe von 4,3 Milliarden Euro und dazu, dass mehr als 12 Terawattstunden Strom aus erneuerbaren Quellen in der EU bewusst nicht erzeugt wurden (etwa 11 % der Bruttostrommenge aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2022).

Langwierige und komplexe Vorbereitungen behindern rechtzeitige Investitionen

30 Den Antworten der nationalen Regulierungsbehörden zufolge nimmt die Netzplanung etwa ein Viertel der **für Netzinvestitionen** benötigten **Zeit** in Anspruch. Unter Berücksichtigung des Genehmigungsverfahrens dauert die Vorbereitungsphase für Netzinvestitionen im Durchschnitt etwa vier Jahre für Übertragungsnetze und etwa zweieinhalb Jahre für Verteilernetze (**Abbildung 11**).

Abbildung 11 – Planung und Genehmigung nehmen bei Netzinfrastrukturprojekten etwa die Hälfte der Gesamtdauer in Anspruch



Hinweis: Auf der Grundlage der von den nationalen Regulierungsbehörden in zwölf Mitgliedstaaten übermittelten Informationen. Nicht alle dieser Mitgliedstaaten haben Antworten für jede Phase übermittelt.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Antworten der nationalen Regulierungsbehörden.

Netzplanung

31 In der EU umfasst die Netzplanung ein **breites Spektrum von Einrichtungen und Dokumenten** (*Abbildung 12*). Der Prozess orientiert sich an den Klima- und Energiezielen der EU. An erster Stelle stehen dabei langfristige Strategien, um bis 2050 Netto-Null-Emissionen zu erreichen. Diese Ziele werden dann in nationalen und regionalen langfristigen Strategien, die die Grundlage für die Planung der Investitionen der Netzbetreiber bilden, im Einzelnen dargelegt. Dabei werden beispielsweise der erwartete Umfang der Elektrifizierung und die zu integrierenden Kapazitäten für erneuerbare Energien ermittelt. Die Netzpläne werden durch den **Zahresnetzentwicklungsplan des ENTSO-E** ergänzt, der als Instrument zur Ermittlung wichtiger grenzüberschreitender Infrastrukturvorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse und zur Überprüfung der Kohärenz der nationalen Entwicklungspläne dient.

Abbildung 12 – Die wichtigsten Einrichtungen und Dokumente für die Netzinfrastukturanplanung in der EU



* Malta hat keinen ÜNB.

Quelle: Europäischer Rechnungshof.

32 Die Koordinierung mehrerer Strategien und Pläne ist eine komplexe Aufgabe und führt zu **Herausforderungen** bei der Harmonisierung der Investitionen und der Sicherstellung der Vergleichbarkeit der Daten. Die folgenden Punkte verschärfen diese Herausforderungen:

- Nicht alle VNB sind verpflichtet, Netzpläne zu entwickeln (nur VNB mit mehr als 100 000 Kunden)⁷;
- Nicht alle Netzprojekte werden in diese Pläne aufgenommen. Laut der [ACER](#) werden 20 % der Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse aus verschiedenen Gründen nicht aufgenommen, z. B. wenn es sich nicht um Investitionen von ÜNB handelt oder wenn sie nicht ausreichend fortgeschritten sind. Angaben der nationalen Regulierungsbehörden zufolge werden sie mitunter auch dann nicht aufgenommen, wenn für Investitionen keine Genehmigung durch die nationale Regulierungsbehörde erforderlich ist;
- Die (geplanten und tatsächlichen) Netzdaten sind **nicht immer öffentlich zugänglich** und lassen sich oft nur schwer ausfindig machen.

33 Darüber hinaus ergab die Überprüfung der Entwicklungspläne von 59 Netzbetreibern (die 26 ÜNB und 33 VNB mit dem größten Kundenstamm in den Mitgliedstaaten), dass es keinen standardisierten Ansatz für die Netzplanung gibt.

- Einige Netzbetreiber legen getrennte Pläne für Onshore- und Offshore-Netze vor. Wir haben jedoch ein Beispiel für eine integrierte Netzplanung ermittelt (**Kasten 4**).

⁷ [Richtlinie \(EU\) 2019/944](#) mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Elektrizitätsrichtlinie), Artikel 32 Absatz 5.

Kasten 4

Integrierter Netzentwicklungsplan Deutschlands: Anpassung der Netz- und Offshore-Planung an die Ziele für Netto-Null-Emissionen bis 2045

In Deutschland gibt es vier ÜNB, die über einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan verfügen, der von der Bundesnetzagentur im März 2024 genehmigt wurde. Der Plan umfasst sowohl das Festlandnetz als auch das Offshore-Netz. Zum ersten Mal enthält er auch eine Vision für das deutsche Netto-Null-Zieljahr 2045. In Zukunft müssen auch die VNB ihre Pläne an das Netto-Null-Ziel für 2045 anpassen.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf Grundlage des [Energiewirtschaftsgesetzes](#).

- Netzbetreiber sind nicht verpflichtet, ihre Szenarien an EU-Prognosen anzupassen, und der Zeithorizont ihrer Pläne unterscheidet sich sowohl zwischen den Mitgliedstaaten als auch innerhalb der Mitgliedstaaten (**Abbildung 13**). Nur zwei Mitgliedstaaten verfügen über ÜNB, die ihren Netzausbau im Einklang mit dem Netto-Null-Zeithorizont planen, und nur beim VNB eines Mitgliedstaats reicht die Planung so weit.

Abbildung 13 – Zeithorizonte für Netzentwicklungspläne



* Deutschland und Italien haben verschiedene Zeitpläne, da nicht alle Betreiber denselben Planungshorizont verwenden.

Quelle: Europäischer Rechnungshof.

34 Schließlich wird die Netzplanung durch die sich ständig weiterentwickelnden **Klima- und Energieziele der EU (Anhang III)** noch komplexer, was kontinuierliche Anpassungen erfordert, die von den nationalen und regionalen Strategien bis hin zu den Netzentwicklungsplänen durchdekliniert werden. **Anhang IV** enthält einen Überblick über die bewährten Verfahren und Bereiche, bei denen den Angaben der nationalen Regulierungsbehörden zufolge auf Ebene der EU Verbesserungsbedarf bei der Planung besteht.

Genehmigungsverfahren, Ausrüstung und qualifizierte Arbeitskräfte

35 **Genehmigungsverfahren** sind eine der Hauptursachen für Verzögerungen bei Netzinvestitionen. Den von den nationalen Regulierungsbehörden erhobenen Daten zufolge nehmen sie etwa ein Viertel der gesamten für Netzinvestitionen benötigten Zeit in Anspruch (**Abbildung 11**). Stromnetzprojekte betreffen häufig mehrere Behörden und Hoheitsgebiete entlang ihrer Strecke, und jede Behörde muss die Pläne

überprüfen und genehmigen, bevor die Genehmigung erteilt wird. Angaben der Kommission zufolge⁸ führt der Widerstand der Öffentlichkeit häufig zu Rechtsstreitigkeiten und verlängerten Konsultationen, was ebenfalls zu Verzögerungen führt. Grenzübergreifende Koordinierung, Umweltverträglichkeitsprüfungen und Änderungen des Rechtsrahmens können den Prozess weiter erschweren (**Kasten 5**).

Kasten 5

Faktoren, die Netzinvestitionen verzögern können: Beispiele aus Deutschland

Der Bundesrechnungshof hat die deutsche Energiewende geprüft und auch die Fortschritte beim Netzausbau untersucht. Im jüngsten Prüfungsbericht wurde hervorgehoben, dass der Netzausbau dem Zeitplan um sieben Jahre und 6 000 Kilometer hinterherhinkt. Früheren Feststellungen zufolge gehören zu den Gründen langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie eine komplexe Koordinierung zwischen den Ländern.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage der Prüfungsberichte des Bundesrechnungshofs von [2019](#) und [2024](#).

Die SuedLink-Stromleitung sollte den windigen Norden mit dem Süden Deutschlands per Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) verbinden und sich über 694 Kilometer erstrecken. Sie wurde 2012 erstmals von der nationalen Regulierungsbehörde genehmigt. Im Jahr 2015 wurde in einem neuen Gesetz der Netzausbau durch Erdkabel anstelle von Freileitungen für die HGÜ-Technologie priorisiert. Dieses Gesetz führte zu Änderungen am ursprünglichen Projekt, wodurch sich die Umsetzung verzögerte und die Kosten stiegen. Nach Angaben der nationalen Regulierungsbehörde konnte das Genehmigungsverfahren erst 2017 beginnen. Seit November 2024 befinden sich 145 Kilometer im Bau oder stehen kurz davor. Für die verbleibenden 549 Kilometer erwartet die nationale Regulierungsbehörde, dass das Genehmigungsverfahren bis 2025 abgeschlossen wird.

Diese Verzögerungen betrafen auch andere HGÜ-Projekte, die 2012 anliefen, wie A-Nord und SuedOstLink. Die nationale Regulierungsbehörde berichtete, dass das Genehmigungsverfahren für diese Projekte in den Jahren 2017 bzw. 2018 begann, und geht davon aus, dass dieses Verfahren 2025 abgeschlossen wird.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage des [deutschen Rechts](#), der offiziellen Informationsseite [SuedLink](#) und der von der [Bundesnetzagentur \(der nationalen Regulierungsbehörde Deutschlands\)](#) bereitgestellten Informationen.

⁸ [SWD\(2020\) 346](#), Folgenabschätzung betreffend den Vorschlag für eine Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, Punkt 2.2.

36 Auch andere große Volkswirtschaften setzen ehrgeizige Energieziele, die zu erheblichen Entwicklungen ihrer Stromsysteme führen. Infolgedessen steht Europa mit anderen Ländern im Wettbewerb um die **Materialien und Ausrüstungen**, die für den Ausbau seiner Netze erforderlich sind. Dies bringt große Herausforderungen bei der Sicherung der erforderlichen Vorleistungen mit sich, da die weltweite Nachfrage steigt und die Lieferketten zunehmend unter Druck geraten. Die Herausforderungen werden mit den von den Regierungen festgelegten nationalen Energie- und Klimazielen noch größer werden. Darüber hinaus wird sich die weltweite Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen **bis 2050 voraussichtlich vervierfachen**.

37 Die Energiewende erfordert auch **qualifizierte Arbeitskräfte**, um investitionsbezogene Arbeiten und Netzinstandhaltungsarbeiten durchführen zu können. Die Verfügbarkeit qualifizierter Arbeitskräfte wird häufig als eine der größten Herausforderungen bei der Sicherstellung rechtzeitiger Netzinvestitionen genannt⁹. Unsere Analyse der Personalentwicklung bei den Netzbetreibern ergab, dass die Zahl der Mitarbeiter zwischen 2014 und 2022 um 13 % gestiegen ist. **Kasten 6** enthält ein Beispiel dafür, wie die Netzbetreiber diese Herausforderung angehen.

⁹ COM(2023) 757, Ein EU-Aktionsplan für Stromnetze, Punkte 1 und VII.

Kasten 6

Initiativen von ENEL zur Stärkung des technischen Fachwissens und der Arbeitskräftekapazität der Lieferanten

ENEL, die Muttergesellschaft von E-Distribuzione, der größten VNB-Gruppe Italiens, begegnet dem Bedarf an spezialisierten Technikern für die Energiewende mit folgenden Maßnahmen:

- Angebot eines kostenlosen, 5-wöchigen Schulungsprogramms über zertifizierte Institute (im Rahmen des Programms "*Energie per Crescere*"), das sich an Arbeitsuchende und Arbeitslose richtet;
- Partnerschaften zwischen technischen und beruflichen Einrichtungen, um (im Rahmen des Programms "*Energie per la Scuola*") spezielle Schulungen für Schüler des letzten Schuljahrs anzubieten und so den Abstand zwischen Schule und Arbeitswelt zu überbrücken.

Diese Programme bereiten die Menschen auf die Arbeit als Kabelverleger, Kabeltechniker und Niederspannungstechniker vor. Erfolgreiche Teilnehmer können dann von den Partnerunternehmen von ENEL eingestellt werden.

Für das 2022 ins Leben gerufene Programm "*Energie per Crescere*" gingen 34 300 Bewerbungen (Durchschnittsalter: 29 Jahre) bis Oktober 2024 ein; 4 200 Personen wurden geschult. Bis Mitte 2025 sollen 5 500 Personen geschult werden.

Das Programm "*Energie per la Scuola*" hat im Schuljahr 2023/2024 mit 93 Schulen und 54 ENEL-Lieferanten zusammengearbeitet und rund 475 Schüler des letzten Schuljahres für eine Beschäftigung im Stromnetzsektor ausgebildet.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Informationen von [E-Distribuzione](#).

EU-Initiativen zur Beschleunigung von Netzinvestitionen

38 Um die Netzinvestitionen zu beschleunigen, hat die Kommission im [EU-Aktionsplan für Stromnetze](#) Folgendes dargelegt:

- Planung – Die Kommission betont, dass eine bessere Koordinierung und langfristige Perspektiven wichtig sind, sie unterstützt die Integration von Onshore- und Offshore-Netzen in einen gemeinsamen Rahmen für einen Zehnjahresnetzentwicklungsplan und fördert die Kohärenz der Netzentwicklungspläne;

- o Genehmigungsverfahren – Die Kommission fördert harmonisierte Definitionen von Netzaufnahmekapazität (um Anschlussanfragen in Gebiete zu lenken, in denen Netzkapazität verfügbar ist, wodurch die Netzentwicklung optimiert wird). Die Kommission führt auch Maßnahmen ein, mit denen den nationalen Behörden technische Unterstützung bereitgestellt wird, unter anderem bei der Ausweisung von Gebieten, in denen Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien aufgrund des überragenden öffentlichen Interesses schneller genehmigt werden können (damit Netzbetreiber Netzausbauten gezielter angehen können);
- o Herausforderungen in der Lieferkette – Die Kommission fördert die Normung von Anforderungen hinsichtlich der Fertigung in der gesamten EU, um die Verfügbarkeit von Netzkomponenten wie Kabeln und Umspannwerken zu verbessern.

39 Im Rahmen des EU-Aktionsplans zur Digitalisierung des Energiesystems¹⁰ sieht die Kommission die Entwicklung und Annahme gemeinsamer Indikatoren für intelligente Netze vor, um Investitionen in die Digitalisierung der Netze zu konzentrieren und zur Überwachung der erzielten Fortschritte beizutragen. Im Rahmen der [Netto-Null-Industrie-Verordnung](#) zielt die Kommission darüber hinaus darauf ab, das Investitionsumfeld für die Herstellung kritischer Netztechnologien in der EU zu verbessern und so die Abhängigkeit von Einfuhren zu verringern.

¹⁰ COM(2022) 552, Digitalisierung des Energiesystems – EU-Aktionsplan, Abschnitt 3.

Optimierung von Netzinvestitionen

Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität verringern die Notwendigkeit von Netzinvestitionen

40 Da die Stromversorgung immer unregelmäßiger wird und die Nachfrage steigt, sind die Netze mit höheren Spitzenzeiten, größeren Schwankungen und stärkerer Unvorhersehbarkeit von Angebot und Nachfrage konfrontiert. Um die Notwendigkeit eines kostspieligen Kapazitätsausbaus zu verringern, hat sich der Schwerpunkt auf eine flexiblere Gestaltung des Netzes und des Stromsystems verlagert (**Kasten 7**).

Kasten 7

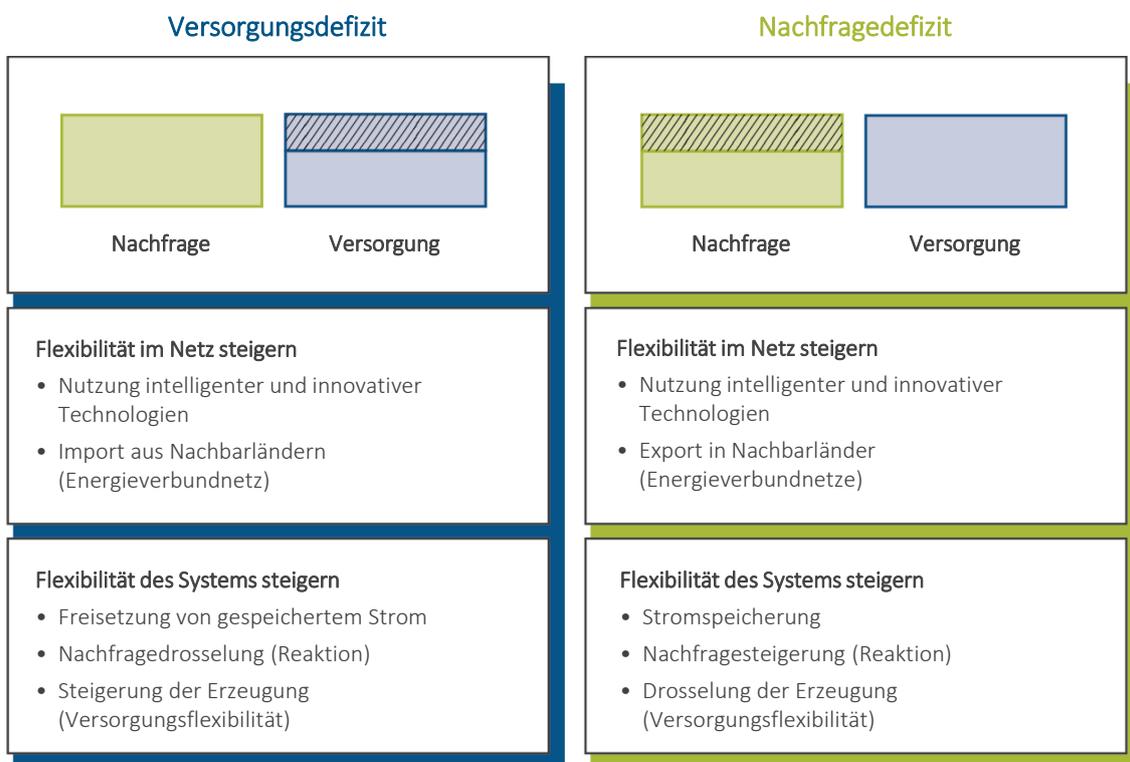
Verschiedene Optionen zur Sicherung der Netzkapazität: Beispiel aus Italien

Areti, der VNB Roms, geht aufgrund der zunehmenden Nutzung von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Induktionsherden von einem erheblichen Anstieg des Spitzenstromverbrauchs bis 2032 aus, was rund 1 075 Millionen Euro an Infrastrukturinvestitionen erforderlich macht. Da Netzkapazitäten von mehr als 2,5 GW jedoch nur in 11 % der Zeit genutzt werden, prüfte der VNB Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität. Areti kam zu dem Schluss, dass die Einführung von Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität in das System die erforderlichen Investitionen auf 406 Millionen Euro senken könnte, was eine Einsparung von 669 Millionen Euro über einen Zeitraum von zehn Jahren bedeuten würde.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Informationen von [Areti](#).

41 Die Betreiber entwickeln derzeit verschiedene Maßnahmen, um ihre Netze besser zu verwalten, indem sie den Zeitpunkt und die Art der Nutzung von Strom anpassen (**Abbildung 14**).

Abbildung 14 – Wie mit Flexibilität auf Schwankungen bei Angebot und Nachfrage reagiert werden kann



Quelle: Europäischer Rechnungshof sowie Angaben der [EUA/ACER](#).

42 Diese Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität verringern den Druck auf das Netz, da sie eine Anpassung an die täglichen, wöchentlichen und saisonalen Schwankungen des Verbrauchs- und Erzeugungsmusters ermöglichen (**Abbildung 15**).

Abbildung 15 – Täglicher, wöchentlicher und saisonaler Flexibilitätsbedarf

Täglich	Wöchentlich	Je nach Jahreszeit
 <p>Spitzenlast am Morgen und Abend</p>	 <p>Nachfrageunterschiede zwischen Wochentagen und Wochenenden</p>	 <p>Heiz- und Kühlzeiten</p>
 <p>Erzeugungsunterschiede zwischen Tag und Nacht</p>	 <p>Schwankungen der Windmuster</p>	 <p>Jahreszeitlich bedingte Wettermuster</p>
<p>Die Nachfrage nach Strom ist in der Nacht geringer, steigt am Morgen an und erreicht am Abend, wenn die Menschen nach Hause zurückkehren, ihren Höhepunkt.</p> <p>Die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen schwankt tagsüber, wobei Solarenergie insbesondere tagsüber Spitzenwerte erreicht und abends abnimmt.</p>	<p>Die Stromnachfrage ist in der Arbeitswoche höher und am Wochenende geringer, da die Menschen jeweils verschiedenen Aktivitäten nachgehen.</p> <p>Auch die Versorgung schwankt im Laufe der Woche, wobei die Windenergie sich ändernden Wettermustern unterliegt.</p>	<p>Im Winter steigt die Nachfrage in der Regel aufgrund des Heizbedarfs, und die Solarstromerzeugung ist geringer.</p> <p>Im Sommer erreicht die Solarerzeugung Spitzenwerte, kann aber in bestimmten Zeiträumen die Nachfrage übersteigen. Auch die Windkraftherzeugung kann je nach Jahreszeit erheblich schwanken.</p>

Quelle: Europäischer Rechnungshof und [EUA/ACER](#).

43 *Anhang V* enthält einen Überblick über die bewährten Verfahren und Bereiche, bei denen den Angaben der nationalen Regulierungsbehörden zufolge auf Ebene der EU Verbesserungsbedarf zur Förderung der Flexibilität besteht.

Potenzial für mehr Netzflexibilität

44 Es ist möglich, die Netzflexibilität durch stärkere **Energieverbundnetze** zwischen den Staaten zu erhöhen und dabei die örtlichen geografischen und klimatischen Unterschiede zu nutzen. Dies trägt dazu bei, die Schwankungen des Winds und der Sonneneinstrahlung in der EU auszugleichen, wodurch die Menge des absichtlich nicht erzeugten günstigen, sauberen Stroms erheblich reduziert wird und nach Angaben von [ENTSO-E](#) etwa 5 bis 9 Milliarden Euro pro Jahr eingespart werden.

45 Die Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarkts ist seit Langem ein Ziel der EU, die den Mitgliedstaaten die Vorgabe gemacht hat, bis 2030 eine **Verbindungs­kapazität** von 15 % zu erreichen. So soll sichergestellt werden, dass mindestens 15 % der installierten Stromerzeugungskapazität jedes Landes an die Nachbarländer weitergeleitet werden können. In einem **Bericht** zu diesem Thema haben wir bereits festgestellt, dass die Integration des Strommarkts in der EU langsam und uneinheitlich voranschreitet, und **ENTSO-E** hat darauf hingewiesen, dass die Verbundnetze bis 2040 mehr als verdoppelt werden müssen.

46 Darüber hinaus schreibt die EU vor, dass bis 2025¹¹ 70 % der Übertragungskapazität für den Handel zwischen Gebotszonen (große Gebiete, oft Länder, in denen Strom ohne Beschränkungen gehandelt wird) zur Verfügung gestellt werden, um die Beschränkungen zwischen ihnen zu verringern. Die **ACER** hat jedoch darauf hingewiesen, dass die Erreichung des 70 %-Ziels immer schwieriger und kostspieliger wird. Es ergeben sich auch Risiken im Zusammenhang mit bereits bestehenden Infrastrukturen. Die **jüngsten Vorfälle** mit Stromverbindungsleitungen haben die EU dazu veranlasst, ihr Engagement für die Sicherstellung der Widerstandsfähigkeit und Sicherheit kritischer Infrastrukturen der EU zu bekräftigen. Im Juni 2024 hat der Rat ein **Konzept für kritische Infrastrukturen** angenommen, um die Reaktion auf grenzüberschreitende Sicherheitsvorfälle zu verbessern.

47 Die Netzbetreiber setzen auch intelligentere und **fortschrittlichere Technologien** ein, um das Netz effizienter zu nutzen. Einige dieser Technologien (z. B. dynamische Leitungslast, bei der die Kapazität in Echtzeit auf der Grundlage der Wetterbedingungen angepasst wird, und flexible Drehstromübertragungssysteme, die die Netzstabilität und den Leistungsfluss verbessern) erhöhen die verfügbare Kapazität bestehender Leitungen und verbessern die Steuerung der Stromflüsse, wodurch der Bedarf an Infrastrukturverbesserungen minimiert wird.

¹¹ **Verordnung (EU) 2019/943** über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Artikel 16 Absatz 8.

Das Angebot fördert die Systemflexibilität, wenn nachfrageseitige Lösungen und Speicherlösungen entstehen

Flexibilität von Angebot und Nachfrage

48 Eine Alternative zur Erhöhung der Netzflexibilität besteht darin, die Flexibilität innerhalb des weiter gefassten Stromsystems zu verbessern, was letztlich dem Netz zugutekommt. In der Vergangenheit wurde **Flexibilität** vor allem dadurch erreicht, dass die **Stromversorgung** aus steuerbaren Quellen wie fossilen Brennstoffen oder Wasserkraftwerken angepasst wurde, deren Leistung bei Bedarf problemlos erhöht oder reduziert werden kann. Dies ist nach wie vor die **Lösung**, die am häufigsten als Back-up für erneuerbare Energiequellen zum Einsatz kommt.

49 Parallel dazu entstehen Maßnahmen zur **Flexibilisierung der Laststeuerung**. Sie schaffen Anreize für die Verbraucher, ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Nachfrage oder von Netzengpässen zu senken oder zu verlagern, was dazu beiträgt, Spitzenlasten auszugleichen und die verfügbare Netzkapazität effizienter zu nutzen.

50 Eine mögliche Maßnahme zur Flexibilisierung besteht darin, Netztarife zu nutzen, die sich auf der Grundlage der Netzüberlastungsbedingungen ändern, in Zeiten hoher Überlastung steigen und bei geringer Überlastung sinken. Wenn die Netzkomponente der Stromrechnung eindeutig ermittelt wird, bietet dies einen Anreiz für die Verbraucher, auf Tarifänderungen zu reagieren. Die Netztarife stehen jedoch möglicherweise nicht immer im Einklang mit den Strompreistrends, was die Wirksamkeit dieses Ansatzes beeinträchtigen könnte. Eine weitere Option besteht darin, kontrollierbare Verbrauchsgeräte oder eine marktbasierende Beschaffung zu nutzen, um die Verbraucher für ihre Flexibilität zu belohnen (**Kasten 8**).

Kasten 8

Beispiele für Flexibilitätskonzepte

Beispiel aus Portugal

Im Jahr 2022 führte [E-REDES](#), der größte portugiesische VNB, eine lokale Auktion für den Flexibilitätsmarkt in acht Gebieten durch, um die Bereitschaft der Netznutzer zu bewerten, ihre Stromerzeugung oder ihren Stromverbrauch gegen eine Vergütung anzupassen. Direkte Verbraucher und Einheiten, in denen kleinere Verbraucher zusammengefasst sind, konnten teilnehmen. Bei der ersten Auktion gingen 623 Gebote von 21 verschiedenen Einheiten ein, hauptsächlich von Industriekunden. Flexibilität, die mit einer einwöchigen Vorankündigung angefragt wurde, stieß auf das größte Interesse und war beliebter als die Optionen, die kürzere Aktivierungszeiten erfordern.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage [einer Präsentation von E-REDES](#) und der [Projektwebsite von FIRMe](#).

Beispiel aus Deutschland

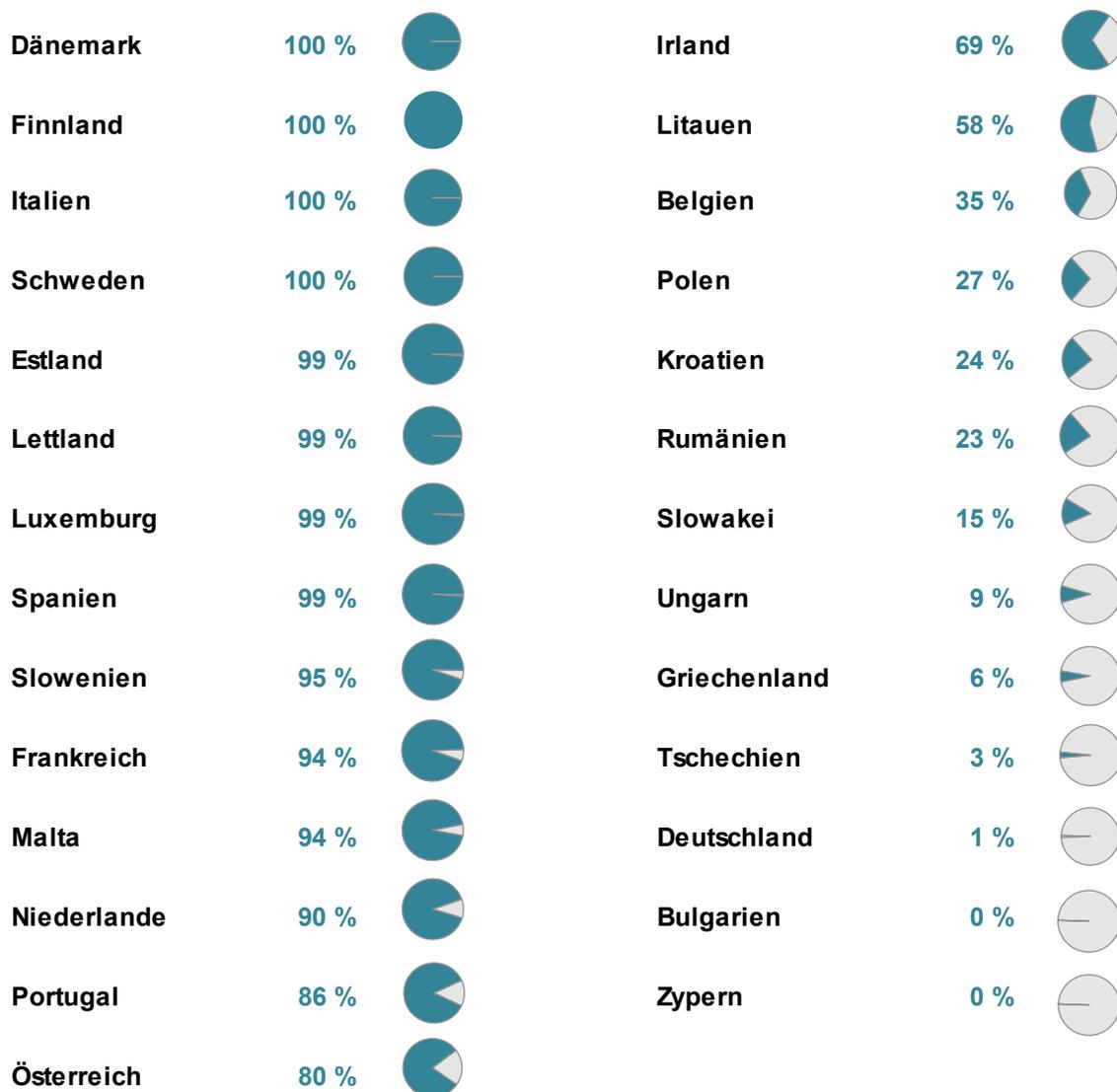
Das 2021 aktualisierte deutsche Energiewirtschaftsgesetz ermöglicht es den Netzbetreibern, die Nachfrage mithilfe wirtschaftlicher Anreize und der direkten Steuerung von Geräten wie Wärmepumpen und Ladegeräten für Elektrofahrzeuge flexibel zu verwalten. Als Gegenleistung für günstigere Netzentgelte müssen sich die Nutzer bereit erklären, ihren Verbrauch an die Erfordernisse des Netzes anzupassen. Während wirtschaftlichen Anreizen Vorrang eingeräumt wird, kann eine direkte Steuerung angewandt werden, wann immer dies erforderlich ist, um das Gleichgewicht im System aufrechtzuerhalten.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage des [Energiewirtschaftsgesetzes](#).

51 Um wirksam funktionieren zu können, erfordern Laststeuerungsmaßnahmen intelligente Messsysteme und intelligente Geräte, die die Überwachung in Echtzeit und aus der Ferne, Kommunikation, Interoperabilität von Daten und Steuerung des Stromverbrauchs ermöglichen. Bis Ende 2023 hatten 14 Mitgliedstaaten erfolgreich intelligente Zähler für 80 % oder mehr ihrer Haushaltskunden installiert, womit das für die Mitgliedstaaten festgelegte EU-Ziel¹² erreicht wurde. In mindestens sieben Mitgliedstaaten verfügten jedoch weniger als 20 % der Haushaltskunden über intelligente Zähler ([Abbildung 16](#)). Die [ACER](#) hat weitere Hindernisse für Laststeuerungsmaßnahmen ermittelt, einschließlich des Rechtsrahmens und der Komplexität der Regeln für die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten.

¹² [Richtlinie 2009/72/EG](#) über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Anhang I.2, sowie Anhang II der [Richtlinie \(EU\) 2019/944](#) über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Abbildung 16 – Unterschiede bei der Einführung intelligenter Zähler in der EU

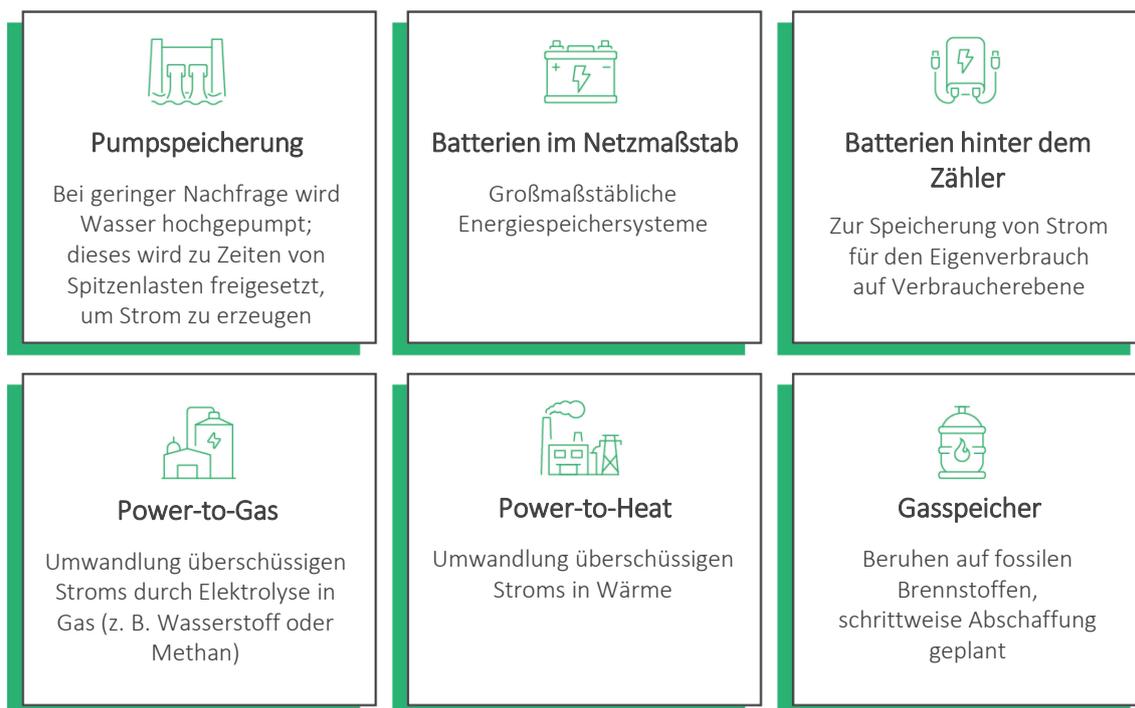


Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Daten der ACER.

Speicherlösungen

52 Laststeuerungsmaßnahmen werden effizienter, wenn sie mit **Speicherlösungen** kombiniert werden (**Abbildung 17**), um überschüssigen Strom zu speichern, wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt, und ihn als Ergänzung der Erzeugung zu anderen Zeiten freizugeben.

Abbildung 17 – Verfügbare Speicherlösungen



Quelle: Europäischer Rechnungshof.

53 Die Gesamtleistung der Speicheranlagen in der EU wird sich voraussichtlich bis **2040** im Vergleich zu **2020** vervierfachen. Der wichtigste Energiespeicher der EU im Jahr 2020 hatte die Form der **Wasserpumpspeicherung**. Die Speicherung in Batterien hat seit 2020 exponentiell zugenommen¹³, ein Trend, der sich mit einer prognostizierten Kostensenkung um 40 % bis 2030 fortsetzen dürfte¹⁴. Die Nutzung von Strom zur Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff ist ebenfalls eine potenzielle Lösung, hat aber laut **unserem Sonderbericht über Wasserstoff** Nachteile wie hohe Energieverluste und hohe Produktionskosten. Diese Lösung erfordert zudem die Umwidmung von Infrastrukturen oder den Bau neuer Infrastrukturen.

¹³ Solar Power Europe, [European market outlook for batteries storage](#), 2024, Abbildung 1.

¹⁴ [Batteries and Secure energy transition](#), IEA, 2024, Zusammenfassung.

Prosumenten und Energiegemeinschaften

54 Flexibilitäts- und Speicherlösungen lassen sich leichter umsetzen, wenn sie mit **öffentlichem Engagement** einhergehen und wenn sich die Verbraucher der Vorteile bewusst sind. Prosumenten (Strom erzeugende Verbraucher) und Energiegemeinschaften (die gemeinsam Strom erzeugen und verbrauchen) können eine wichtige Rolle spielen. Sie erzeugen Energie aus erneuerbaren Quellen vor Ort, bieten Speichermöglichkeiten und Flexibilität, tragen zur Sensibilisierung bei und investieren private Mittel in die Energiewende. Ihre Speicher- und Erzeugungsressourcen können über Aggregatoren gebündelt werden, damit sie gemeinsam an den Strom- und Flexibilitätsmärkten teilnehmen können (siehe **Kasten 8**).

55 Prosumenten und Energiegemeinschaften stehen jedoch bei der Bereitstellung dieser Flexibilität vor mehreren **Herausforderungen** (**Kasten 9**) und können auch Druck auf das Netz ausüben. So kann z. B. in Spitzenzeiten, beispielsweise an sonnigen Nachmittagen, der von ihnen erzeugte Strom das Netz überlasten.

Kasten 9

Energiezusammenschluss BürgerEnergie Berlin

Wir haben BürgerEnergie Berlin besucht, eine Energiegenossenschaft mit fast 2 000 Mitgliedern, deren Schwerpunkt auf der Förderung der Bürgerbeteiligung und nachhaltigen Energielösungen liegt. Die Energiegemeinschaft arbeitet mit Wohnungsgenossenschaften zusammen, um Solarpaneele auf Dächern zu installieren. Die Gemeinschaft hat Solarpaneele mit einer Spitzenleistung von 35,5 kW für 36 teilnehmende Einheiten installiert. Dies erforderte die Beseitigung von zwei bestehenden Anschlusspunkten und den Bau eines internen Netzes mit einer zentralen Messeinheit, was zu höheren Installationskosten führte. Der Zusammenschluss ist zwar bestrebt, Energie mit benachbarten Gebäuden zu teilen, dies ist jedoch derzeit ohne die Einrichtung eines parallelen lokalen Netzes nicht möglich. Darüber hinaus erklärte die Gemeinschaft, dass die Bereitstellung von Flexibilität für das System aufgrund der geringen Vergütung (Euro/kWh) für den an das Netz gelieferten Strom finanziell nicht attraktiv sei.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Informationen von [BürgerEnergie Berlin](#).

EU-Initiativen zur Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität

56 Um die Optimierung von Investitionen zu fördern, unterstützt die Kommission im [EU-Aktionsplan für Stromnetze](#) die Erhöhung der Netzflexibilität, indem sie die Nutzung intelligenter Netze und Netzeffizienztechnologien über [Technopedia](#) fördert, eine digitale Plattform, die Informationen über innovative Technologien im Elektrizitätssektor bereitstellt. Außerdem sollen mit dem EU-Aktionsplan zur Digitalisierung von 2022¹⁵ der Datenaustausch zwischen verschiedenen Akteuren im Energiebereich sowie die Entwicklung digitaler Zwillinge (einer virtuellen Darstellung) der EU-weiten Stromnetze gefördert werden. Auf diese Weise soll nachfrageseitige Flexibilität erreicht werden und sollen die Netze dabei unterstützt werden, diese optimal zu nutzen.

57 In Bezug auf die Systemflexibilität wurden in der [Elektrizitätsrichtlinie von 2019](#) zentrale Grundsätze für die Laststeuerung festgelegt und die Netzbetreiber dazu angehalten, Flexibilitätsleistungen zu nutzen. Nach der aktualisierten [Elektrizitätsverordnung](#) müssen die Mitgliedstaaten nun den Flexibilitätsbedarf bewerten und ein nationales Ziel für die Flexibilität beim Einsatz nicht fossiler Brennstoffe festlegen. Mit der [für 2025 erwarteten](#) Reform des Elektrizitätsmarktdesigns und dem neuen Netzkodex für die Laststeuerung¹⁶ sollen die Inanspruchnahme von Flexibilitätsleistungen und die Laststeuerung beschleunigt werden.

58 Die Kommission fördert auch die Energiespeicherung, um die Systemflexibilität zu erhöhen. Gemäß der Elektrizitätsrichtlinie¹⁷ müssen die VNB Flexibilitätsleistungen wie Laststeuerung und Speicherung in ihre Netzentwicklungspläne aufnehmen und klarstellen, wie sie als Alternativen zum Netzausbau eingesetzt werden. Darüber hinaus hat die [Kommission](#) die Mitgliedstaaten aufgefordert, Speicherlösungen in die Netzplanung einzubeziehen.

¹⁵ [COM\(2022\) 552](#), Digitalisierung des Energiesystems – EU-Aktionsplan, Aktionsbereiche 1 und 2.

¹⁶ [Verordnung \(EU\) 2019/943](#) über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Artikel 59.

¹⁷ [Richtlinie \(EU\) 2019/944](#) über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Artikel 32.

Finanzierung von Netzinvestitionen

Rechtliche Rahmenbedingungen beeinflussen Investitionsentscheidungen

59 Die Regulierungsrahmen bestimmen die Einnahmen der Netzbetreiber, indem sie politische Ziele wie Investitionen, Kostenkontrolle und Effizienz miteinander in Einklang bringen. *Abbildung 18* zeigt die beiden wichtigsten Rahmenwerke für die Vergütung von Netzbetreibern.

Abbildung 18 – Wichtigste Rahmenwerke für die Vergütung von Netzbetreibern



Quelle: Europäischer Rechnungshof.

60 Es gibt keinen Regulierungsansatz, der für sich genommen in jedem Kontext optimal ist. Regulierungsrahmen, die den Netzbetreibern größere Vorteile bei der Erhöhung der Netzinvestitionen bieten (d. h. Regulierung der Dienstleistungskosten), können zu ineffizienten Ausgaben führen. Dies bedeutet, dass Netzbetreiber möglicherweise zu viel in die Netzinfrastruktur (z. B. neue Leitungen) investieren und zu geringe Investitionen in Innovation und Effizienzsteigerungen (z. B. Entwicklung digitaler Lösungen) tätigen. Zu den Lösungen für diese Verzerrung gehören die Gleichbehandlung von Netzinvestitionen und Betriebskosten, Anreize für Unternehmen, sich für die kosteneffizienteste Option zu entscheiden, die Belohnung der Effizienz und die Konzentration auf die Leistung anstatt auf Ausgaben (**Kasten 10**).

Kasten 10

Anreize verhindern Verzerrungen bei Netzinvestitionen: der italienische Ansatz

Im italienischen Rechtsrahmen 2024–2031 werden die Einnahmen der Netzbetreiber an Effizienzreize und nicht an Netzinvestitionen geknüpft. Die Netzbetreiber können einen Teil der sich aus den vorgeschlagenen Netzinvestitionen ergebenden Einsparungen behalten, die im Vergleich zu anderen möglichen Lösungen oder historischen Kosten erkennbar sind. Außerdem besteht für die Netzbetreiber ein Anreiz, Stromunterbrechungen und -verluste zu verringern. Die ÜNB werden ferner dafür belohnt, dass sie die Kosten für den Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage senken und die Strommenge, die zwischen geografischen Gebieten transportiert werden kann, erhöhen, insbesondere wenn dies mit geringen Investitionsausgaben erreicht wird.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Informationen von ARERA, [Entscheidung 597/2021/R/EEL](#), [TIROSS 2024-2031](#), [output-orientierte Regulierung für ÜNB](#) und [output-orientierte Regulierung für VNB](#).

Der Effizienzvergleich verhindert Verzerrungen bei Netzinvestitionen: der deutsche Ansatz

In Deutschland werden die Erlöse der Netzbetreiber durch einen Vergleich ihrer Effizienz bestimmt. Betreiber mit mehr als 30 000 angeschlossenen Kunden müssen teilnehmen. Für ÜNB kann das Verfahren – sofern die Daten dies zulassen – Vergleiche mit nationalen oder internationalen Unternehmen oder mit einem "idealen" Modellnetz umfassen. Effiziente Betreiber können einen größeren Teil ihrer Erlöse behalten, während für weniger effiziente Betreiber niedrigere Erlösobergrenzen gelten. So werden Verbesserungen gefördert.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage der [Anreizregulierungsverordnung](#).

Planung verhindert Verzerrungen bei Netzinvestitionen: das NOVA-Prinzip

Gemäß dem im deutschen Energiewirtschaftsgesetz enthaltenen NOVA-Prinzip sind die ÜNB verpflichtet, bei der Deckung des Übertragungsbedarfs die Netz-Optimierung und die Netz-Verstärkung gegenüber dem Netz-Ausbau zu priorisieren. Die Optimierung könnte beispielsweise den Einsatz von Technologien wie der [dynamischen Leitungslast](#) zur Erhöhung der Kapazität bestehender Leitungen umfassen, während die Verstärkung die Aufrüstung bestehender Kabel zu Leitern mit höherer Kapazität umfassen könnte. Ein Netzausbau sollte nur in Betracht gezogen werden, wenn diese Maßnahmen nicht ausreichen.

Quelle: [Energiewirtschaftsgesetz](#).

61 In *Anhang VI* sind die von den Mitgliedstaaten verwendeten Regulierungsrahmen dargestellt und *Anhang VII* enthält einen Überblick über die bewährten Verfahren und Bereiche, bei denen den Angaben der nationalen Regulierungsbehörden zufolge auf EU-Ebene Verbesserungsbedarf in Bezug auf den Rechtsrahmen für die Vergütung von Netzbetreibern besteht.

Die Auswirkungen von Netzinvestitionen auf die Stromrechnungen sind unklar

62 In den Regulierungsrahmen ist der Höchstbetrag festgelegt, den die Netzbetreiber aus der Verteilung und Übertragung von Strom an Nutzer erzielen dürfen. Die Abrechnung erfolgt in der Regel über **Netztarife**. Diese werden als **zulässige Erlöse** bezeichnet. Diese Erlöse ermöglichen es den Betreibern in der Regel, eine Rendite aus ihren Netzinvestitionen zu erzielen, wobei auch die Abschreibung von Vermögenswerten und die für den Betrieb des Netzes erforderlichen Betriebskosten abgedeckt werden.

63 Die **Netztarife** werden in der EU unterschiedlich festgelegt. Jede nationale Regulierungsbehörde legt ihre eigene Methode zur Aufteilung der Einnahmen und der Kostenverteilung auf die Netznutzer (d. h. Haushalte, Unternehmen, Industrie, Speichereinheiten und Generatoren) fest. Im Jahr 2023 zahlten die Haushalte in der EU durchschnittlich 0,072 Euro/kWh für Netztarife und Nichthaushalte 0,035 Euro/kWh, wobei sich diese Beträge von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat unterscheiden¹⁸.

64 Die langfristigen **Auswirkungen von Netzinvestitionen auf die Netztarife** sind nach wie vor unklar. Wir haben die nationalen Regulierungsbehörden um Schätzungen der Auswirkungen erhöhter Netzinvestitionen auf die Tarife gebeten. Die überwiegende Mehrheit der Behörden – 22 betreffend ÜNB-Tarife und 21 betreffend VNB-Tarife – antwortete entweder nicht oder es lagen ihr keine Schätzungen vor. Kurzfristig könnten, wie es in den Niederlanden der Fall war, die Tarife für die Verbraucher steigen (*Kasten 11*), aber in Zukunft könnte der steigende Stromverbrauch die Kosten auf eine größere Gesamtmenge von kWh und eine größere Gruppe von Nutzern verteilen, wodurch die Erhöhungen der Tarife je kWh möglicherweise begrenzt werden.

¹⁸ Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Eurostat-Daten zu Elektrizitätspreiskomponenten für [Nichthaushaltskunden](#) und [Haushaltskunden](#).

Kasten 11

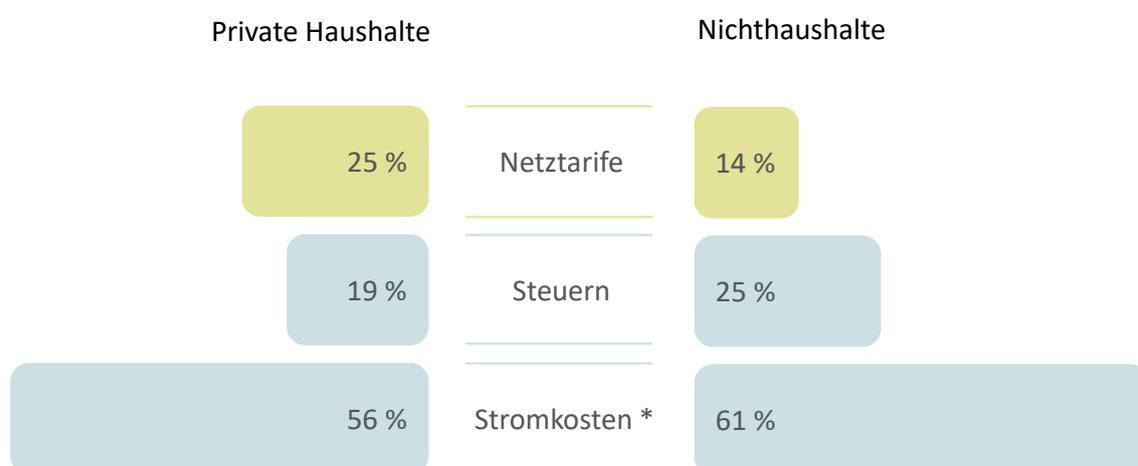
Tariferhöhungen aufgrund von Betriebs- und Investitionskosten: Beispiel aus den Niederlanden

Vor wenigen Jahren hat die niederländische Behörde für Verbraucher und Märkte, die Regulierungsbehörde für den Energiesektor, Tariferhöhungen sowohl für VNB als auch für ÜNB genehmigt, da die Betriebskosten stiegen und umfangreiche Netzinvestitionen zur Unterstützung der Energiewende notwendig waren. Für die Haushalte stiegen die Netztarife im Jahr 2023 um durchschnittlich 10 Euro pro Monat und im Jahr 2024 um 7 Euro. Für 2025 wird ein Anstieg um etwa 5 Euro prognostiziert. Ebenso verzeichneten kleine und mittlere Unternehmen 2023 einen Anstieg ihrer Netztarife um 30 % bis 53 %, und für 2025 wird ein weiterer Anstieg um 11 % erwartet. Großverbraucher, die direkt an das nationale Höchst- und Hochspannungsnetz angeschlossen sind, verzeichneten 2023 und 2024 einen starken Tarifanstieg, dürften aber im Jahr 2025 entweder einen nur begrenzten Anstieg oder sogar einen Rückgang verzeichnen.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage der niederländischen Behörde für Verbraucher und Märkte: [Tarifvorschlag 2023](#), [Tarife 2024](#), [ÜNB-Tarifentscheidung 2024](#), [Tarife 2025](#), [ÜNB-Tarifentscheidung 2025](#).

65 Netztarife machen in der Regel nicht den größten Teil der **Stromrechnungen der Verbraucher** aus. Stromrechnungen umfassen drei Elemente: Netztarife, Steuern und die Stromkosten selbst, die in der Regel den größten Teil der Gesamtsumme ausmachen (**Abbildung 19**). Dies bedeutet, dass die Gesamtstromrechnung auch anderen Faktoren als nur den Netztarifen unterliegt.

Abbildung 19 – Struktur der Stromrechnung (Durchschnittswerte, 2023)



* Strompreis mal Verbrauch.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Eurostat-Daten.

66 Industrielle Verbraucher in der EU zahlen üblicherweise niedrigere Netzkosten als Haushalte, müssen aber höhere **Strompreise** tragen als in anderen Ländern wie den Vereinigten Staaten. Nach Angaben der Kommission¹⁹ war der Strompreis für Endkunden in der EU in der Vergangenheit eineinhalb- bis zweimal teurer als in den Vereinigten Staaten. Zwischen 2021 und 2023 zahlten industrielle Unternehmen in der EU jedoch zwei- bis dreimal mehr als diejenigen in den Vereinigten Staaten. Diese Unterschiede könnten die **Wettbewerbsfähigkeit der EU** beeinträchtigen und die nationalen Regulierungsbehörden vor eine Herausforderung stellen, wenn es darum geht, die zunehmenden Investitionen in die Netzinfrastruktur zu bewältigen. Infolgedessen kann Druck entstehen, die Netztarifkosten entweder zwischen Verbrauchern umzuverteilen oder diese Kosten über das Steuersystem zu verteilen²⁰.

67 Die Kommission nimmt an, dass die **Strompreise** langfristig relativ stabil bleiben werden, da fossile Brennstoffe durch immer günstigere erneuerbare Energien ersetzt werden²¹. Durch die Notwendigkeit, Strom von häufig entfernten Standorten, an denen er aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, zu übertragen, könnten zusätzliche Kosten im System entstehen²². Diese Kosten werden derzeit für die Festlegung der Strompreise nicht berücksichtigt.

Netzbetreiber benötigen Zugang zu Finanzmitteln

68 Der Stromsektor ist sehr kapitalintensiv: Die Kosten der Vorabinvestitionen für den Ausbau der Infrastruktur sind erheblich. Auch wenn die Netzbetreiber ihre Investitionen im Laufe der Zeit durch eine Vergütung wieder hereinholen (siehe Ziffer **62**), so müssen sie dennoch im Voraus die Finanzierung gewährleisten. Dies kann durch interne Mittel (Eigenkapital) oder durch Kreditaufnahme an den Finanzmärkten geschehen. **Verschiedene Interessenträger** haben jedoch auf eine zentrale Herausforderung hingewiesen: die Lücke zwischen den erheblichen Vorabinvestitionen und der verfügbaren Finanzierung.

¹⁹ COM(2024) 163, Eine starke europäische Industrie für ein nachhaltiges Europa, Punkt 4.

²⁰ "Challenges of the future electricity system", ACER, 2024, Punkt 4.1.

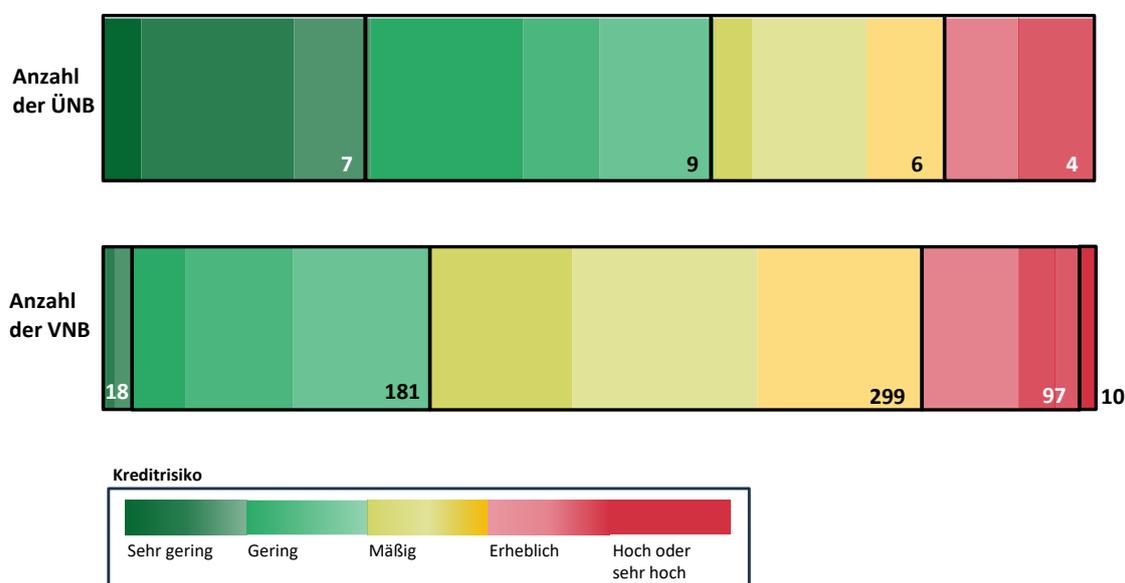
²¹ SWD(2024) 63, "Securing our future", Teil 3, Tabellen 36, 37 und 47.

²² Redispatch and congestion management, JRC, 2024.

69 Wir haben die Daten zur **finanziellen Kapazität** der Netzbetreiber analysiert. Dazu verwendeten wir die Ausfallwahrscheinlichkeit laut **Moody's** und die implizite Bonitätsbewertung von 631 Netzbetreibern sowie Finanzdaten aus der ORBIS-Datenbank für 711 Betreiber. Die Bonitätsbewertung der Netzbetreiber zeigt an, inwiefern sie in der Lage sind, ihren Zahlungsverpflichtungen gegenüber Gläubigern nachzukommen. Die Analyse umfasst alle ÜNB und VNB, die Mitglieder der EU-VNBO und von **GEODE** sind und für die wir aktuelle Daten von ORBIS erhalten haben.

70 Die meisten der analysierten Netzbetreiber haben sehr geringe bis moderate **Bonitätsbewertungen**. Bei weniger als 18 % wird davon ausgegangen, dass ein erhebliches bis sehr hohes Risiko besteht, dass sie ihren finanziellen Verpflichtungen nicht nachkommen, was sie für Banken weniger attraktiv macht. Konkret ist das Kreditrisiko bei ÜNB tendenziell geringer. Die mit VNB assoziierten Risiken sind höher. Etwa 34 % von ihnen, die zusammen mehr als ein Viertel der an die analysierten Netzbetreiber angeschlossenen Kunden bedienen, haben die niedrigsten Bonitätsstufen, darunter auch die Einstufung als spekulativ (**Abbildung 20**). Diese Betreiber werden möglicherweise Schwierigkeiten haben, eine erschwingliche Finanzierung für künftige Netzinvestitionen sicherzustellen.

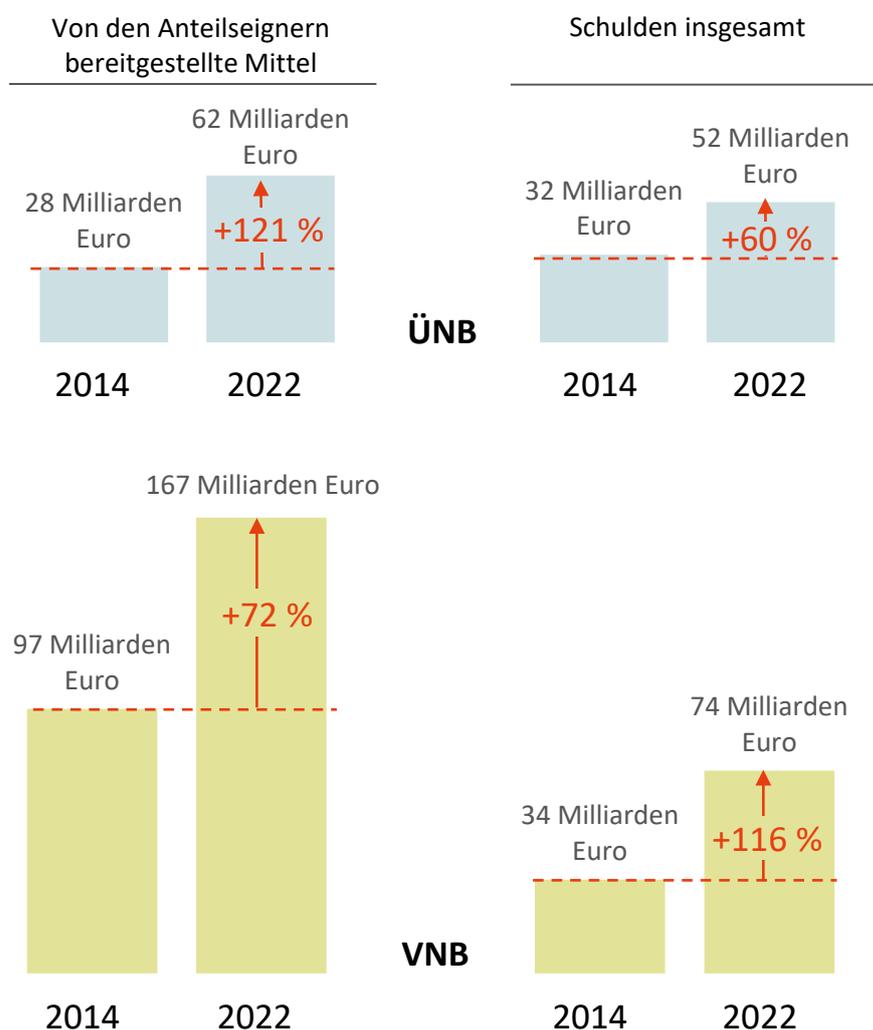
Abbildung 20 – Kreditrisikoumfeld: stabil für ÜNB, risikoreicher für VNB



Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage der jüngsten Daten, die in der ORBIS-Datenbank verfügbar sind (2022 oder 2023).

71 Im Zuge unserer Analyse erkannten wir in den Bilanzen der Netzbetreiber verstärkte **Finanzierungsbemühungen**, die mit steigenden Schuldenständen und von den Anteilseignern bereitgestellten Mitteln einhergehen (**Abbildung 21**). Um ihre Finanzlage zu stärken, setzen die Netzbetreiber **Strategien** wie den Verkauf von nicht zum Kerngeschäft gehörenden Vermögenswerten, Rekapitalisierung oder die Emission hybrider Schuldverschreibungen, bei denen Fremd- und Eigenkapitalelemente kombiniert werden, ein.

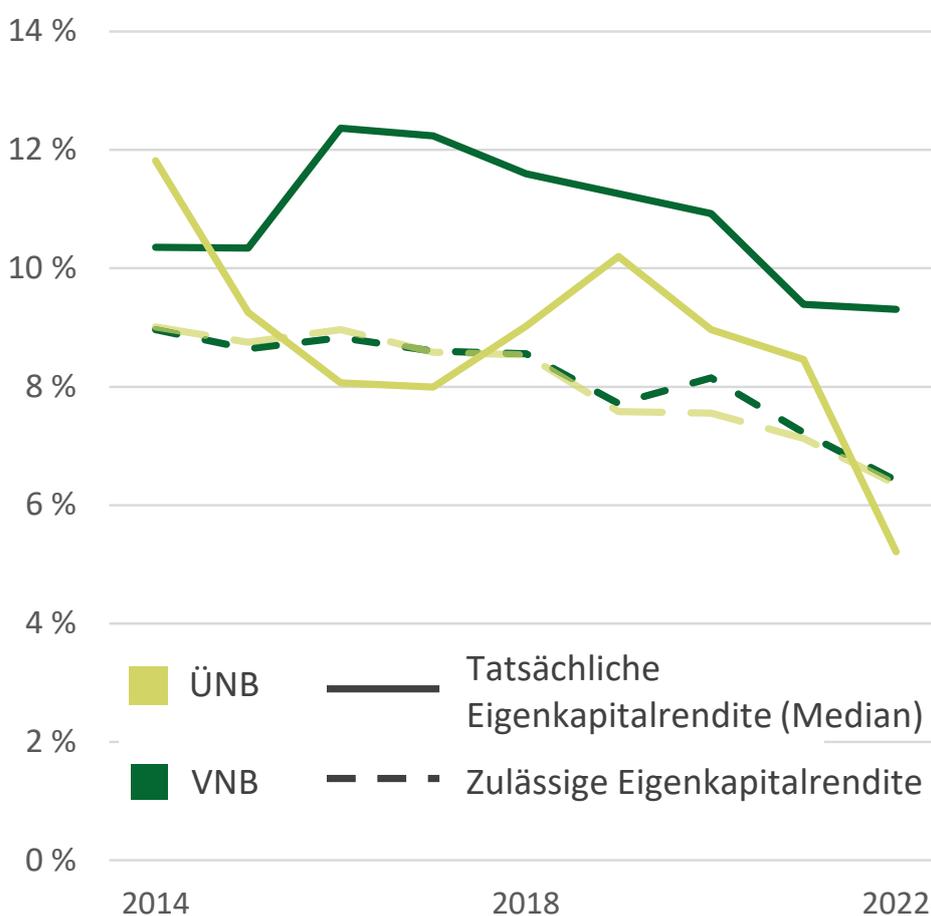
Abbildung 21 – Gesteigerte Finanzierungsbemühungen der Netzbetreiber



Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage der ORBIS-Datenbank.

72 Unsere Analyse ergab auch einen rückläufigen Trend bei den Eigenkapitalrenditen. Verteilernetzbetreiber, insbesondere kleine, erzielen höhere Erträge als Übertragungsnetzbetreiber (*Abbildung 22*). In den meisten Jahren erzielen die Netzbetreiber Renditen, die über dem zulässigen Erlösbetrag liegen. Dies liegt daran, dass die **tatsächlichen Erlöse** von den zulässigen Beträgen abweichen können, was auf mehrere Faktoren zurückzuführen ist, wie z. B. die Betriebseffizienz und, insbesondere für Verteilernetzbetreiber, zusätzliche Einnahmequellen über den Elektrizitätssektor hinaus.

Abbildung 22 – Niedrigere Eigenkapitalrenditen für Netzbetreiber



Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Informationen der nationalen Regulierungsbehörden für die zulässigen Erlöse und der ORBIS-Datenbank für die tatsächlichen Erlöse.

73 Um Investoren anzuziehen, müssen die Netzbetreiber attraktiv bleiben, wobei **Regulierungsrahmen** eine Schlüsselrolle spielen. Bei diesen Rahmen besteht die Herausforderung, dass sie an die Marktbedingungen wie steigende Zinssätze oder steigende Betriebskosten angepasst werden müssen, wobei gleichzeitig eine angemessene Rendite für die Betreiber sichergestellt werden muss (in *Kasten 12* ist ein Ansatz zur Bewältigung dieser Herausforderung dargestellt).

Kasten 12

Sicherstellung der Finanzstabilität: der italienische Ansatz

Der italienische Rechtsrahmen 2024–2031 verringert das finanzielle Risiko für Netzbetreiber dadurch, dass die tatsächlichen und die zulässigen Erlöse durch Ausgleichsmechanismen angepasst werden. Sind die tatsächlichen Erlöse niedriger, so wird dies durch spezifische Tarifkomponenten ausgeglichen. Die Regulierungsbehörde überwacht die Rendite des regulatorischen Eigenkapitals und das Fremdkapitalniveau, um die finanzielle Solidität zu gewährleisten, und trägt dazu bei, günstige Darlehen zu sichern. Der Rahmen sieht auch einen Ausgleich für inkrementelle Betriebskosten und unvorhergesehene Kostenänderungen, wie z. B. Änderungen von Regulierungen oder Dienstleistungsverpflichtungen, vor und ermöglicht nachträgliche Inflationsanpassungen.

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage von Informationen von [ARERA](#).

74 Eine andere Art und Weise, wie die nationalen Regulierungsbehörden die Netzbetreiber beim Zugang zu Finanzmitteln unterstützen können, besteht darin, sie in die Lage zu versetzen, auf der Grundlage des erwarteten künftigen Bedarfs zu investieren und das Netz auf die künftige Nachfrage vorzubereiten, anstatt darauf zu warten, dass der Bedarf sich bestätigt. Diese Strategie schließt zwar das Risiko ein, dass Investitionen nicht ausreichend genutzt werden oder obsolet sind, bevor sie vollständig genutzt wurden, doch trägt sie dazu bei, die zunehmende Unsicherheit, der die Netzbetreiber ausgesetzt sind, zu verringern. [Die ACER und der CEER weisen darauf hin](#), dass die nationalen Regulierungsbehörden den Netzbetreibern gestatten könnten, mit vorbereitenden Baumaßnahmen für Netzprojekte bereits vor der Erteilung der vollständigen Projektgenehmigung zu beginnen. Dies würde dazu beitragen, den Prozess zu beschleunigen, erfordert jedoch eine sorgfältige Bewertung und Planung, um sicherzustellen, dass die betreffenden Investitionen erforderlich sind.

EU-Initiativen zur Finanzierung

75 Um den Zugang der Netzbetreiber zu Finanzmitteln zu erleichtern, sieht die Kommission im [EU-Aktionsplan für Stromnetze](#) Folgendes vor:

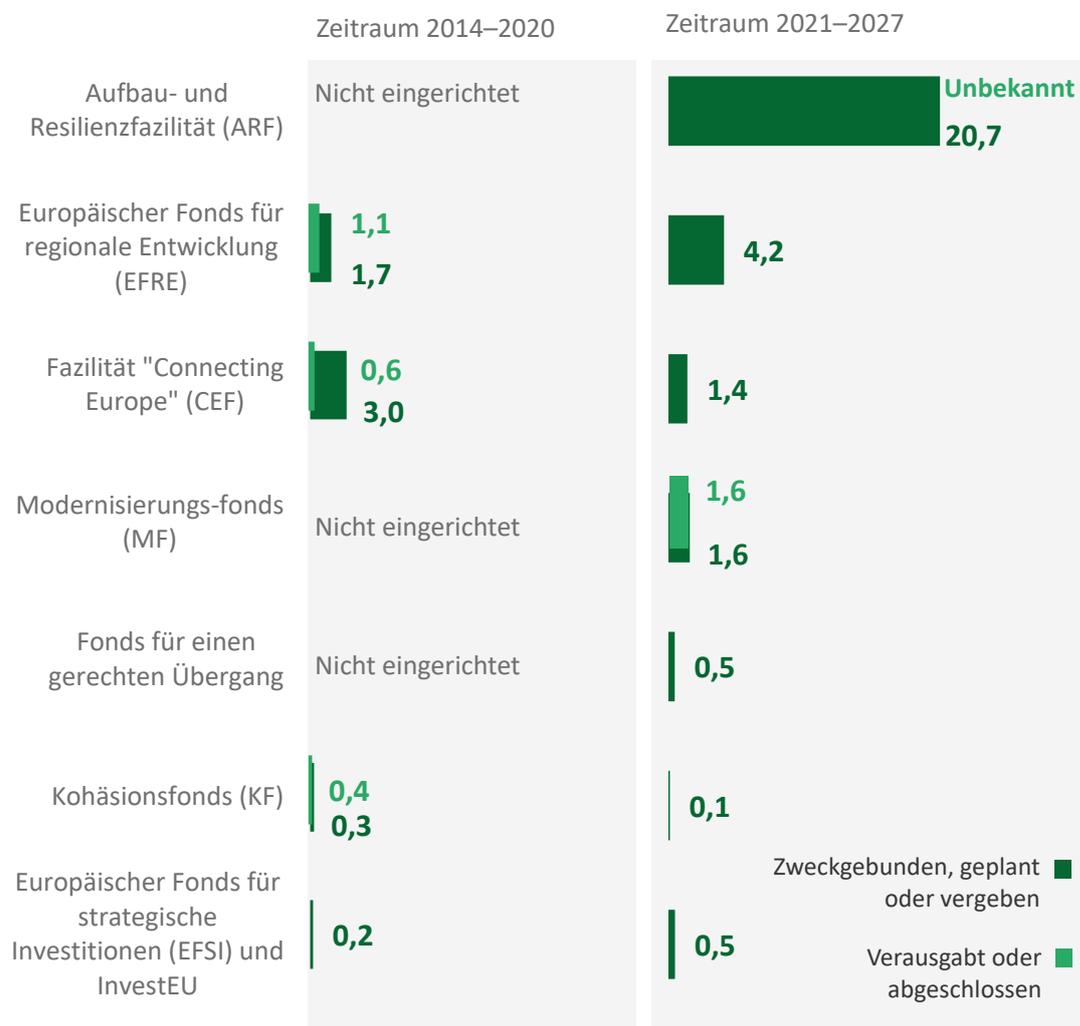
- Sie schafft Anreize für zukunftsorientierte Investitionen, um in Zusammenarbeit mit Institutionen wie der Europäischen Investitionsbank neue Finanzierungsinstrumente zu testen, und strebt an, die Attraktivität der EU-Finanzierungsmöglichkeiten zu erhöhen.
- Sie fordert die nationalen Regulierungsbehörden auf, ihre Netztarifmethoden regelmäßig zu überprüfen und dabei von Modellen, die von Netzinvestitionen getragen werden, zu flexibleren Ansätzen übergehen, die dem sich wandelnden Bedarf des Energiesystems entsprechen, und gleichzeitig die Verbreitung bewährter Verfahren zu fördern.

76 Zur Förderung von Investitionen in die Infrastruktur des Stromnetzes stehen mehrere **EU-Instrumente** zur Verfügung ([Anhang VIII](#)). Im Zeitraum 2014–2020 standen EU-Mittel in Höhe von rund 5,3 Milliarden Euro für Netzinvestitionen zur Verfügung. Im Zeitraum 2021–2027 stieg der Betrag auf rund 29,1 Milliarden Euro, was hauptsächlich auf die Aufbau- und Resilienzfazilität (ARF) zurückzuführen ist, die die größte Finanzierungsquelle darstellt. Diese Beträge machen einen Bruchteil des gesamten Bedarfs an Netzinvestitionen aus.

77 Auch bei der Finanzierung von Netzinvestitionen durch die EU gab es einige Herausforderungen bei der Umsetzung. Die [Kommission berichtete](#), dass bestimmte Finanzierungsmöglichkeiten nicht ausgeschöpft wurden²³. Für beide Zeiträume wurden ab 2024 insgesamt 3,7 Milliarden Euro verwendet ([Abbildung 23](#)). Insbesondere in Bezug auf die ARF sind die Mitgliedstaaten nicht verpflichtet, die getätigten Ausgaben zu melden, sodass der ausgegebene Betrag unbekannt ist. Außerdem gibt es bei der ARF, wie in einem früheren [Prüfungsbericht](#) festgestellt, Verzögerungen und Risiken im Zusammenhang mit dem Abschluss ihrer Maßnahmen. Darüber hinaus handelt es sich um ein befristetes Instrument, was seine Eignung zur langfristigen Deckung des Investitionsbedarfs einschränkt.

²³ [COM\(2023\) 757](#), Ein EU-Aktionsplan für Stromnetze, Punkt I.

Abbildung 23 – EU-Beträge für Netzinvestitionen in den Zeiträumen 2014–2020 und 2021–2027 (in Milliarden Euro)



Hinweis: Für den Zeitraum 2014–2020 entsprechen die EFRE- und KF-Beträge den Interventionsbereichen 005, 006 und 015 (Strom und intelligente Netze); für den Zeitraum 2021–2027 entsprechen die EFRE-, KF- und JTF-Beträge dem Interventionsbereich 053 (intelligente Energiesysteme und Speicherung).

Quelle: Europäischer Rechnungshof auf der Grundlage der [offenen Datenplattform für die EU-Kohäsionspolitik](#) betreffend EFRE, KF und JTF (Daten von Juni, Mai bzw. März 2024); auf der Grundlage von Angaben der Kommission betreffend EFSI und InvestEU, CEF und ARF (Daten von Mai, Juni bzw. November 2024); und auf der Grundlage von [online](#) abgerufenen Daten betreffend den Modernisierungsfonds.

Abschließende Bemerkungen

78 Die EU hat zukunftsorientierte Klima- und Energieziele festgelegt, um den Klimawandel wirksam zu bekämpfen, und hat bereits Fortschritte bei der Verwirklichung dieser Ziele erreicht. In den letzten Jahren wurden mehrere Initiativen und Legislativpakete entwickelt, um diese Ziele zu erreichen, darunter Bemühungen um die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und den Ausbau des Stromnetzes. Russlands Angriffskrieg gegen die Ukraine hat die Notwendigkeit von Alternativen zu Gas, einschließlich der Elektrifizierung der EU-Wirtschaft, erhöht (Ziffern **01–14**).

79 Umfangreiche Investitionen in die Netze sind von entscheidender Bedeutung, um die Energiewende zu unterstützen und das alternde Netz zu modernisieren. Im ersten Teil dieser Analyse werden die Grundlagen von Netzinvestitionen untersucht, deren Bedeutung im Einzelnen dargelegt und die derzeitigen Investitionspläne der Netzbetreiber bis 2050 untersucht (siehe Ziffern **20–39**). Wenn das derzeitige Investitionstempo beibehalten wird, werden sich die Netzinvestitionen zwischen 2024 und 2050 auf insgesamt 1 871 Milliarden Euro belaufen. Dies liegt unter dem von der Kommission geschätzten Investitionsbedarf von 1 994 Milliarden Euro bis 2 294 Milliarden Euro für das Stromnetz. Wir haben mehrere Herausforderungen bei der Beschleunigung der Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgezeigt:

- unwirksame, komplexe und fragmentierte Netzplanung;
- langwierige Genehmigungsverfahren und begrenzte öffentliche Akzeptanz;
- Mangel an Ausrüstung, Materialien und qualifizierten Arbeitskräften.

Die oben genannten Herausforderungen können durch folgende Maßnahmen abgemildert werden:

- besser koordinierte und integrierte Netzplanungsverfahren;
- Straffung der Genehmigungsverfahren und Stärkung der Beteiligung der Öffentlichkeit;
- Einsatz moderner technologischer Lösungen und verstärkter Einsatz transparenter Verfahren und Instrumente wie Kapazitätskarten;
- Aus- und Weiterbildungsinitiativen zur Behebung des Arbeitskräftemangels.

80 Im zweiten Teil des Berichts werden Strategien zur Optimierung des Netzausbaus und zur Verringerung des Investitionsbedarfs vorgestellt (Ziffern **40–58**). Diese Strategien konzentrieren sich darauf, den Druck auf das Netz zu verringern, indem für eine bessere Anpassung an tägliche, wöchentliche und saisonale Schwankungen des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung gesorgt wird. Effizientere Lösungen zur Steuerung von Energienachfrage und -angebot können den Bedarf an einem großmaßstäblichen Netzausbau verringern. Folgende Chancen wurden ermittelt:

- Ausbau der Verbundnetze zwischen den Mitgliedstaaten;
- weit verbreitete Nutzung fortgeschrittener Netztechnologien;
- Einsatz von Laststeuerungsmaßnahmen, um Spitzenlasten auszugleichen;
- Entwicklung und Ausbau neuer Speicherlösungen;
- Stärkung der Rolle der Prosumenten und Energiegemeinschaften.

Die umfassende Nutzung dieser Möglichkeiten wird durch folgende Faktoren erschwert:

- langsame Einführung intelligenter Zähler in einigen Mitgliedstaaten;
- Speicherlösungen wie Batterien und erneuerbarer Wasserstoff, die entweder nicht ausreichend fortgeschritten oder zu teuer sind.

81 Im letzten Teil der Analyse wird untersucht, wie Netzinvestitionen finanziert werden und wie sich die Regulierungsrahmen auf die Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber auswirken. Ferner werden Daten zur finanziellen Leistungsfähigkeit dieser Betreiber ausgewertet (Ziffern **59–77**). In der Analyse werden drei zentrale Herausforderungen aufgezeigt:

- Erreichen eines Gleichgewichts zwischen dem Investitionsbedarf und der Bezahlbarkeit der Stromrechnungen für die Verbraucher, insbesondere für Haushalte und energieintensive Industrien;
- Aufrechterhaltung des Zugangs der Netzbetreiber zu Finanzmitteln;
- Beschleunigung der Investitionen bei gleichzeitiger Begrenzung des Risikos, dass Mittel für Projekte ausgegeben werden, die möglicherweise unzureichend genutzt werden oder unnötig sind.

Gleichzeitig bieten sich folgende Möglichkeiten zur Erleichterung der Finanzierung:

- Nutzung geeigneter Regelungsrahmen, um Anreize für effiziente Investitionen zu schaffen;
- volle Ausschöpfung des Potenzials der EU-Finanzierungsinitiativen.

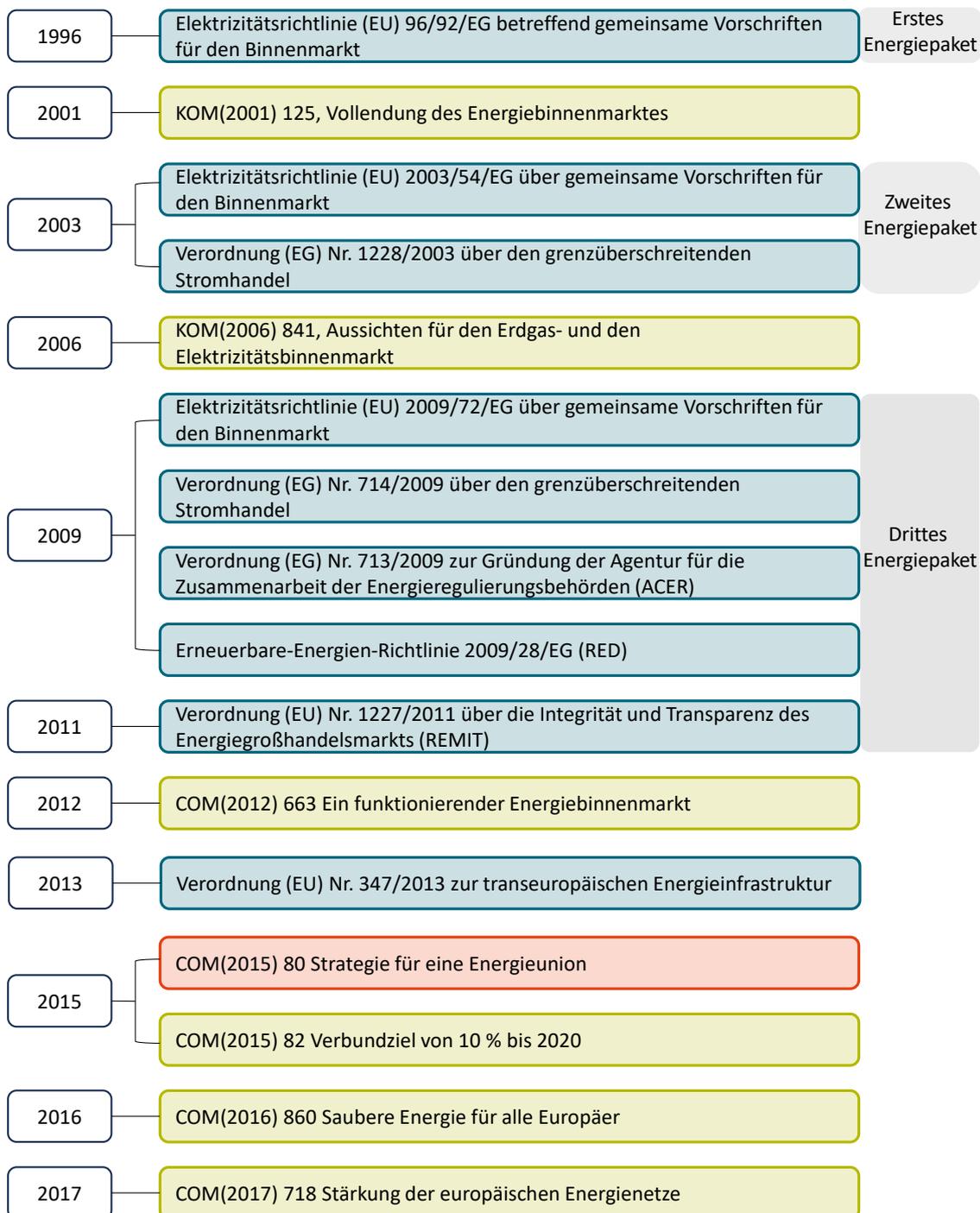
82 Um die EU-Stromnetze für Netto-Null-Emissionen zu rüsten, müssen alle beteiligten Parteien zusammenarbeiten. Die Europäische Union und insbesondere die Kommission spielen in diesem Prozess eine Schlüsselrolle, indem sie Governance und Planung insgesamt verbessern, das erforderliche rechtliche Umfeld schaffen und Finanzmittel bereitstellen. Gleichzeitig sind die Mitgliedstaaten und Netzbetreiber für den Netzausbau und die Bewältigung der damit verbundenen praktischen, regulatorischen und finanziellen Herausforderungen verantwortlich. Die Verbraucher werden als Energieerzeuger und aktive Mitglieder des künftigen Stromsystems zunehmend an Bedeutung gewinnen.

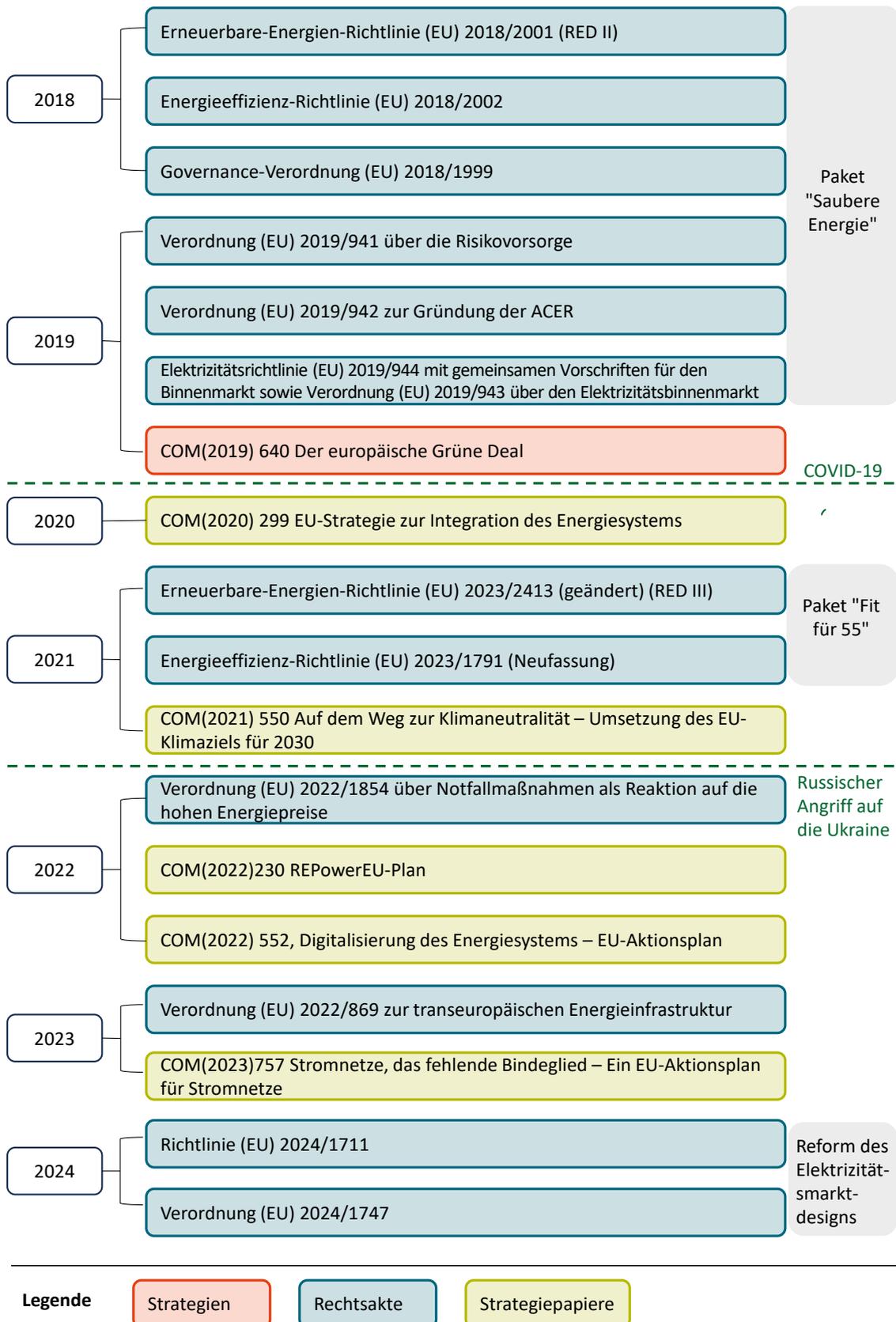
Diese Analyse wurde von Kammer I unter Vorsitz von Frau Joëlle Elvinger, Mitglied des Rechnungshofs, in ihrer Sitzung vom 12. Februar 2025 in Luxemburg angenommen.

Für den Rechnungshof

Tony Murphy
Präsident

Anhang I – Entwicklung der EU-Politik für Stromnetze





Quelle: Europäischer Rechnungshof.

Anhang II – Hauptmerkmale der EU-Stromnetze

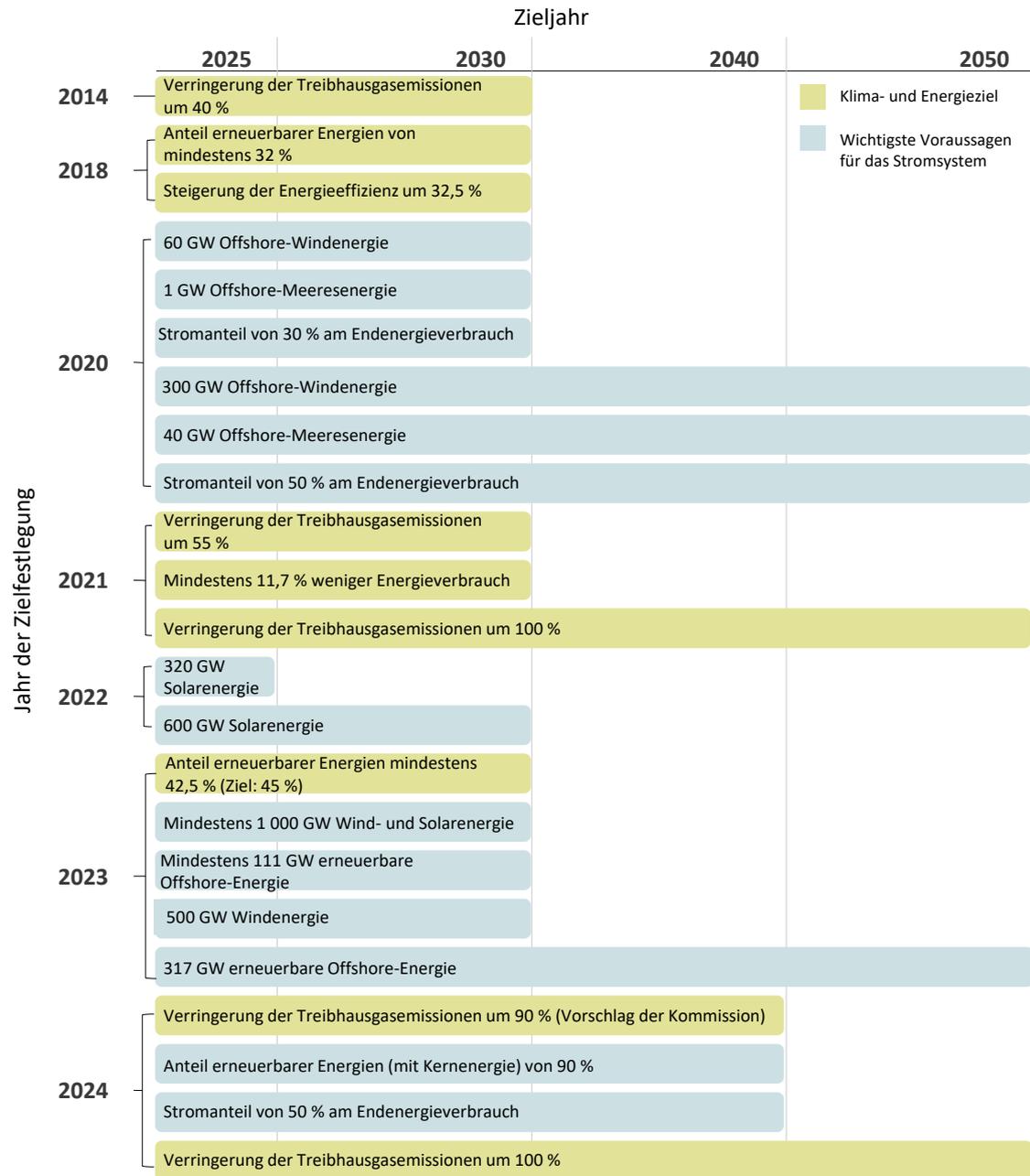
	Netzbetreiber			Länge der Stromnetze				Alter der Stromnetze	
	VNB	ÜNB	Angeschlossene Kunden Millionen	Verteilung	Übertragung	Gleichstrom	Insgesamt	Verteilung	Übertragung
	Anzahl	Anzahl		km	km	km	km	Jahre	Jahre
Österreich	124	2	4,9	263 875	6 769	*	270 644	*	*
Belgien	16	1	6,3	208 632	4 287	*	212 919	32,6	24
Bulgarien	4	1	4,5	161 826	15 384	*	177 210	k. A.	k. A.
Kroatien	1	1	2,5	143 130	7 861	*	150 991	*	*
Zypern	1	1	0,5	28 708	1 286	*	29 994	k. A.	k. A.
Tschechien	252	1	6,2	249 887	5 642	*	255 529	*	*
Dänemark	38	1	3,2	158 320	6 100	*	164 420	*	*
Estland	32	1	0,6	66 203	5 100	139	71 442	25	*
Finnland	77	1	3,8	423 586	14 159	320	438 065	12,0	31,2
Frankreich	138	1	40,2	1 409 117	106 602	1 400	1 517 119	17 (Erdkabel) 25 (Sonstige)	50 (Freileitungen) 20 (Erdkabel) 30 (Umspannwerke)
Deutschland	866	4	52,2	2 199 306	36 988	*	2 236 294	k. A.	13
Griechenland	1	1	7,7	247 317	13 531	267	261 115	*	*
Ungarn	6	1	7,5	165 917	4 897	*	170 814	*	27
Irland	1	1	2,4	181 181	7 191	*	188 372	*	*
Italien	123	1	37,1	1 286 215	72 655	2 797	1 361 667	*	*
Lettland	10	1	1,1	92 323	5 555	*	97 878	19,4	15,1
Litauen	5	1	1,9	128 405	7 299	*	135 704	35	36,5
Luxemburg	5	1	0,3	12 636	163	*	12 799	23–27	9–40
Malta	1	kein ÜNB	0,3	6 175	0	*	6 175	k. A.	k. A.
Niederlande	6	1	9	262 000	10 000	*	272 000	*	*
Polen	231	1	19,1	893 295	16 341	127	909 763	*	*
Portugal	13	1	6,5	234 669	9 409	0	244 078	18	14

	Netzbetreiber			Länge der Stromnetze				Alter der Stromnetze	
	VNB	ÜNB	Angeschlossene Kunden	Verteilung	Übertragung	Gleichstrom	Insgesamt	Verteilung	Übertragung
	Anzahl	Anzahl	Millionen	km	km	km	km	Jahre	Jahre
Rumänien	8	1	9,4	506 716	9 115	0	515 831	110-kV-Leitungen: 47 Mittelspannungsleitungen: 43 Niederspannungsleitungen: 38 110-kV-Umspannwerke: 44 Mittelspannungsschaltanlagen: 34	110-kV-Freileitungen: 36 220-kV-Freileitungen: 52 400-kV-Freileitungen: 44 Transformatoren: 20
Slowakei	146	1	2,7	94 790	3 126	*	97 916	*	*
Slowenien	1	1	0,8	65 477	3 114	*	68 591	*	*
Spanien	333	1	29,6	825 765	45 222	*	870 987	22,67	14
Schweden	150	1	5,6	577 004	17 000	*	594 004	28	35
INSGESAMT	2 589	30	265,9	10 892 474	434 795	k. A.	11 332 320		

* Die nationale Regulierungsbehörde hat keine Informationen bereitgestellt.

Quelle: Auf der Grundlage der an die nationalen Regulierungsbehörden übermittelten Fragebögen; CEER, [Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023](#) (Februar 2024); und EU-VNBO, "Map the Green Deal's drivers: Distribution grids across the EU" (2024), auf der Grundlage von Informationen, die Verteilernetzbetreiber der EU-VNBO vorgelegt haben.

Anhang III – Entwicklung der Klima- und Energieziele der EU



Quelle: Europäischer Rechnungshof, Stand: Juni 2024.

Anhang IV – Einschätzungen der Mitgliedstaaten: Bewährte Verfahren und verbesserungsbedürftige Bereiche auf EU-Ebene bei der Planung

Erwähnte bewährte Verfahren bei der Planung
Szenariobasierte Planung, bei der der mit dem nationalen Entwicklungsplan verbundene Prozess in den mit dem Zehnjahresnetzentwicklungsplan verbundenen Prozess integriert wird, was Datensätze, Szenarien und Modellierung betrifft.
Öffentliche Konsultation zu Szenarien und frühzeitige Beiträge von Interessenträgern, einschließlich der nationalen Regulierungsbehörden, damit diese bei der Festlegung von Szenarien und Modellierungsannahmen berücksichtigt werden können.
Uneingeschränkter Zugang der nationalen Regulierungsbehörden zu Daten mit räumlicher Auflösung auf der Ebene der Umspannwerke und Differenzierung zwischen bestehenden und geplanten Anschlüssen nach Anschlusstyp und nach Netzplanungsmethoden.
Die nationalen Regulierungsbehörden sollten rechtlich befugt sein, in der Planungsphase gegen die ÜNB vorzugehen.
Solide Kosten-Nutzen-Analyse für jede Investition.
Methodischer Rahmen für die Netzentwicklungspläne.
Parallele Nutzung technischer Analysen neben Wirtschafts- und Marktanalysen.
Einschätzung des optimalen Anstiegs der zonenübergreifenden Kapazitäten im Übertragungsnetz und der Infrastrukturlücken auf EU-Ebene.
Verwendung der gleichen Berechnungsmethode und derselben Inputparameter im Planungsprozess der VNB und der ÜNB. Von gemeinsamen Ausschüssen getroffene Beschlüsse zu Investitionslösungen und Entwicklungslösungen zwecks Beseitigung von Engpässen. Dies führt zu einem besser koordinierten und transparenteren Planungsprozess, bei dem die nationalen Regulierungsbehörden auch Einblicke gewinnen können, um den Plan besser zu überwachen.
Bereiche mit Verbesserungsbedarf auf EU-Ebene
Festlegung einer gemeinsamen Vision der EU für die Definition des Bedarfs und für die Verwendung gemeinsamer Szenarien.
Sicherstellung umfassenderer Befugnisse der nationalen Regulierungsbehörden zur Einrichtung eines offiziellen Verfahrens zur Genehmigung (Korrektur) des nationalen Entwicklungsplans durch die nationalen Regulierungsbehörden (sowohl ÜNB als auch VNB) und das Recht, detailliertere Informationen in einem nationalen Entwicklungsplan zu fordern. Die EU sollte sicherstellen, dass die nationalen Regulierungsbehörden in Bezug auf die Infrastrukturplanung über umfassende Befugnisse verfügen.
Die Erschwinglichkeit für die Nutzer sollte bei der Entscheidungsfindung ebenfalls berücksichtigt werden (Investitionsentscheidungen können zu einer Erhöhung der Netztarife führen).
Erstellung eines allgemeinen Handbuchs oder Leitfadens für nationale Entwicklungspläne (sowohl ÜNB als auch VNB) über die benötigten präziseren Informationen und die Gestaltung der Pläne.
Zuweisung europäischer Mittel für den Ausbau von Netzen zum Zwecke der Energiewende.
Flexiblere Regulierung und Zielvorgaben für die einzelnen Mitgliedstaaten, da sich die Situation und die Möglichkeiten in den einzelnen Ländern unterscheiden.
Festlegung klar definierter Regeln dafür, wann CO ₂ -arme Technologien Vorrang vor Technologien mit hohem CO ₂ -Ausstoß erhalten können. Angesichts der zunehmenden Präsenz von Rechenzentren und anderen großen Energienutzern in Europa müssen möglicherweise mehr EU-Standards festgelegt werden, um Probleme im Zusammenhang mit der Systemstabilität und der steigenden Nachfrage anzugehen. EU-weit geltende Standards könnten verhindern, dass einzelne Mitgliedstaaten Standards auf Ad-hoc-Basis weitergeben müssen, und möglicherweise künftige Investitionen gefährden.

Quelle: Dem Europäischen Rechnungshof von den nationalen Regulierungsbehörden vorgelegte Informationen.

Anhang V – Ansichten der Mitgliedstaaten: Bewährte Verfahren und verbesserungsbedürftige Bereiche auf EU-Ebene zur Förderung der Flexibilität

Bewährte Verfahren zur Förderung der Flexibilität
Alle Mitgliedstaaten sollten bei den Netztarifen für die Speicherung das Verursacherprinzip einhalten. Großzügige Rabatte (insbesondere für Batteriesysteme) sind nicht gerechtfertigt und dürften zu einem kontraproduktiven Wettbewerb zwischen den Mitgliedstaaten führen.
Anreizregulierung auf der Grundlage von Leistungsindikatoren, verknüpft mit den Kosten der Flexibilität und dem Volumen flexibler Kapazitätsgebote.
Eine kurzfristige Lösung für die Integration von Wärmepumpen und privaten Ladevorrichtungen, die in der Regel gleichzeitig von verschiedenen Netznutzern genutzt werden. Eine solche Lösung kann den VNB berechtigen, flexible Geräte auf Niederspannungsebene zu steuern, um Notfallsituationen zu vermeiden. Das Eingreifen des VNB muss auf beobachteten Netzzwängen beruhen und erfordert die Digitalisierung der Niederspannungsebene, einschließlich intelligenter Zähler und Steuergeräte, die zur Förderung der Flexibilität erforderlich sind. Als Belohnung für die potenzielle Kontrollierbarkeit erhält der Kunde einen Rabatt auf seine Netzgebühr. Die Interventionen des VNB gelten als letztes Mittel und sollten nicht routinemäßig erfolgen. Bei häufigen Eingriffen muss der VNB sein Netz ausbauen.
Anreize für Innovationen im Bereich der Stromübertragung und -verteilung mit genauen Zielen und Sanktionen, wenn der Betreiber diese nicht erreicht. Solche Innovationen könnten an die Stelle neuer Investitionen treten und auf spezifische Maßnahmen zur Erhöhung der Stromspeicherung und zur Behebung von Engpässen abzielen.
Einführung intelligenter Zähler der neuen Generation durch ein subventioniertes Vergütungssystem, das eine Echtzeitüberwachung des Verbrauchs ermöglicht und es Anbietern oder Dritten ermöglicht, flexible Lösungen für das Nachfragemanagement anzubieten. Dies erleichtert den Zugang zur granularen Flexibilität, die kleinere Verbraucher bieten können.
Ausarbeitung einer nationalen nachfrageseitigen Strategie durch Konsultation verschiedener Interessenträger, um wichtige Hebel zur Förderung der Flexibilität zu nutzen, wie implizite Flexibilität, explizite Flexibilität und verbindliche rechtliche Anforderungen. Im Falle der impliziten Flexibilität – der Flexibilität als Reaktion auf Anreize – können Regulierungsrahmen geschaffen werden, die mit der Nutzungszeit und dynamischen Tarifen, dem Laden von Elektrofahrzeugen und der allgemeine Laststeuerung mithilfe von intelligenten Zählern und Kommunikationssystemen verknüpft sind. Für die explizite Flexibilität – die Flexibilität, die mit Verträgen oder speziell konzipierten Produkten, die eine definierte Flexibilität bieten, erreicht wird – können Regulierungsrahmen geschaffen werden, um die Beschaffung der erforderlichen Leistungen durch die Netzbetreiber zu genehmigen. Schließlich sind zwingende Anforderungen mit dem Anschluss an das Stromsystem oder mit Planungsanforderungen verbunden und können Flexibilität schaffen durch die Anforderung, dass Anlagen, die einen Lastanschluss anstreben, zum Zeitpunkt des Anschlusses über Flexibilitätsleistungen verfügen müssen.
Angebot, die vertragliche Kapazität (kW) der Haushalte nachts und sonntags (Zeiten mit niedrigem Verbrauch) zu erhöhen, ohne die Tarife für die zusätzliche Leistung (kW) zu erhöhen, die für das Aufladen von Elektrofahrzeugen zu Hause erforderlich ist. Mit dieser Maßnahme soll die Nachfrage, Elektrofahrzeuge in Zeiten mit geringem Verbrauch zu laden, angekurbelt werden.
Pilotprojekte zur Förderung lokaler Flexibilitätsmärkte und zur Einbeziehung von Flexibilität zur Ergänzung von Netzinvestitionen.
Bereiche mit Verbesserungsbedarf auf EU-Ebene
Bereitstellung bewährter Verfahren für Flexibilität.

Quelle: Dem Europäischen Rechnungshof von den nationalen Regulierungsbehörden vorgelegte Informationen.

Anhang VI – Rechtsrahmen für die Vergütung der Netzbetreiber in den EU-Mitgliedstaaten

	ÜNB		VNB		WACC ¹		Beta ²		Regulatorische Schuldenquote ¹		Zulässige Eigenkapitalrendite ²	
	CAPEX ³	OPEX ⁴	CAPEX ³	OPEX ⁴	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB
Österreich					4,88 %	4,16 %	0,85	0,86	60 %	60 %	7,84 %	6,93 %
Belgien			Flandern	Flandern	4,10 %	3,50 %	0,69	Brüssel 0,7, Flandern 0,39	40 %	Flandern 60 %	6,11 %	Flandern 5,44 %, Brüssel 4,44 %
			Wallonien	Wallonien								
			Brüssel	Brüssel								
Bulgarien					3,00 %	7,00 %	k. A.	0,99		50 %	k. A.	6,90 %
Zypern					1,75 %	4,60 %	0,33	0,52	0 %	31 %	1,92 %	4,26 %
Tschechien					6,63 %	6,63 %	0,89	0,89	49 %	49 %	9,97 %	9,97 %
Deutschland					k. A.	k. A.	0,81	0,81			5,07 %	5,07 %
Dänemark					2,71 %	5,44 %	k. A.	0,70		50 %	6,78 %*	7,00 %
Estland					6,22 %*	6,27 %	0,69	0,71	50 %	50 %	7,99 %	8,09 %
Griechenland					7,51 %	7,66 %	0,80	0,8	45 %	43 %	10,33 %	10,33 %
Spanien					5,58 %	5,58 %	0,72	0,72	50 %	50 %	8,53 %	8,53 %
Finnland					6,67 %	7,37 %	0,56	0,93	41 %	54 %	7,82 %	9,95 %
Frankreich					4,60 %	k. A.	0,78	keine WACC	60 %		7,80 %	k. A.
Kroatien					4,03 %*	4,03 %*	0,38*	0,38*	60 %*	60 %*	k. A.	k. A.
Ungarn					keine Daten	keine Daten	0,66*	0,66*			4,38 %*	4,38 %*
Irland					3,80 %	3,80 %	0,35-0,4	0,35–0,40			4,80 % – 6,88 %	4,80 % – 6,88 %
Italien					5,80 %	6,00 %	k. A.	k. A.			7,91 %*	8,34 %*
Litauen					5,00 %	5,09 %	0,74	0,77	50 %	50 %	6,54 %	6,70 %
Luxemburg					4,81 %	4,81 %	k. A.	k. A.	50 %	50 %	7,44 %	7,44 %
Lettland	TOTEX ⁵		TOTEX ⁵		1,48 %	1,48 %	0,74	k. A.	50 %	50 %	6,36 %	6,36 %
Malta	kein ÜNB				kein ÜNB	6,62 %**		0,87**		53 %**		10,40 %**
Niederlande	TOTEX ⁵		TOTEX ⁵		2,7–2,8 %	2,7–2,8 %	0,63	0,63	45 %	45 %	5,85 % (Ex-ante-Wert)	5,85 % (Ex-ante-Wert)

	ÜNB		VNB		WACC ¹		Beta ²		Regulatorische Schuldenquote ¹		Zulässige Eigenkapitalrendite ²	
	CAPEX ³	OPEX ⁴	CAPEX ³	OPEX ⁴	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB
Polen					7,47 %	8,48 %	0,72	0,72*	50 %	50 %	9,70 %	7,84 %*
Portugal	TOTEX ⁵		TOTEX ⁵		5,25 %	5,55 %	0,62	0,69	50 %	50 %	5,50 %	6,10 %
Rumänien					6,39 %	6,39 %	0,70	0,70	40 %	40 %	8,15 %	8,15 %
Schweden					4,53 %	keine Daten	0,54	0,52*	36 %	k. A.	8,59 %	5,52 %*
Slowenien					5,15 %	5,15 %	k. A.	k. A.	40 %	40 %	5,95 %	5,95 %
Slowakei					5,00 %*	4,99 %*	1,05	1,05	k. A.	k. A.	8,40 %*	8,40 %*

*Daten von 2023

**Daten von 2022

Farbe	Rahmen
	Kosten-Plus
	Rate-of-Return
	Preisobergrenze
	Erlösobergrenze
	n. z. oder k. A.

Hinweis:

(1) *WACC (weighted average cost of capital = gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten) =*

$$\text{Zulässige Eigenkapitalrendite} = \text{risikofreier Satz} + \beta \times \text{Marktaufschlag} + \text{Schulden Zins - satz} \times \text{Regulatorische} \frac{\text{Schulden}}{\text{Vermögenswerte}}$$

(2) *Zulässige Eigenkapitalrendite = risikofreier Satz + beta × Marktaufschlag.*

(3) *CAPEX (capital expenditure = Investitionsausgaben):* Langfristige Ausgaben für Anlagegüter, die in der Regel während der langfristigen Lebensdauer des Wirtschaftsguts durch Abschreibungen wiedererlangt werden – diese können neue Leitungen, Erneuerungen von Umspannwerken, Technologien für intelligente Netze und Projekte zur Netzmodernisierung umfassen.

(4) *OPEX (operational expenditure = Betriebsausgaben):* Laufende Ausgaben im Zusammenhang mit dem Betrieb, der Wartung und dem Management der Netzinfrastruktur – diese können Reparaturen, Netzüberwachung und -kontrolle, Ausgleich, Dispatch und Redispatch von Strom, Gehälter, Verwaltungsausgaben und Kosten im Zusammenhang mit IKT-Systemen umfassen.

(5) *TOTEX (total expenditure = Gesamtausgaben):* Gesamtbetrag der Investitions- und Betriebsausgaben. Bei der TOTEX-Regulierung handelt es sich um einen Regulierungsansatz, bei dem Kosten gleich behandelt werden, unabhängig davon, ob es sich um Investitions- oder Betriebsausgaben handelt, so dass kein Anreiz besteht, eine Art von Ausgaben gegenüber einer anderen zu bevorzugen.

Quelle: Dem Europäischen Rechnungshof von den nationalen Regulierungsbehörden vorgelegte Informationen.

Anhang VII – Ansichten der Mitgliedstaaten: Bewährte Verfahren und verbesserungsbedürftige Bereiche auf EU-Ebene in Bezug auf den Regelungsrahmen für die Vergütung der Netzbetreiber

Bewährte Verfahren zum Regelungsrahmen für die Vergütung von Netzbetreibern
Bereitstellung einer finanziellen Vergütung durch Anreizregulierung, um das zonenübergreifende Verbundziel von 70 % zu fördern.
<p>Nutzung von Benchmarking – Anreize für Betreiber, Verbesserungen zu erzielen.</p> <p>Angemessener Dialog zwischen der Regulierungsbehörde und den Betreibern im Vorfeld der Festlegung der Vergütungshöhe, um ein angemessenes Verständnis der verschiedenen relevanten Aspekte zu erhalten.</p> <p>Die Methode zur Bestimmung des Werts der Vermögenswerte und der damit verbundenen Tarifparameter sollte transparent und stabil sein, damit die Betreiber wissen, was von ihnen in Bezug auf die Effizienz erwartet wird.</p> <p>Bei antizipativen Investitionen muss die Methode für deren Einbeziehung in das regulierte Anlagevermögen genau beschrieben werden, damit die Betreiber über ausreichende Informationen verfügen, um Entscheidungen über die Durchführung eines neuen Projekts treffen zu können.</p>
Ergebnisbasierte Regulierung der Vergütung, da sie einen Anreiz für die Betreiber bietet, die Versorgung und die Leistung für die Netznutzer zu verbessern.
Partielle Verknüpfung der Rendite des regulierten Anlagevermögens an die Entwicklung der Rendite langfristiger Staatsanleihen und damit an den Finanzmarkt, wodurch das finanzielle Risiko für die Betreiber verringert wird.
Bereiche mit Verbesserungsbedarf auf EU-Ebene
Bereitstellung von Leitlinien für bewährte Verfahren für antizipative Investitionen.

Quelle: Dem Europäischen Rechnungshof von den nationalen Regulierungsbehörden vorgelegte Informationen.

Anhang VIII – EU-Mittel für Investitionen in die Stromnetzinfrastruktur

Zeitraum/Rechtsgrundlage	Fonds/Art der Mittelverwaltung	Ziel	Voraussetzungen	Anwendungsbereich der Finanzierung	Finanzierungssatz
Netzausbau					
2014–2020 Verordnung (EU) Nr. 1316/2013	Fazilität "Connecting Europe" (CEF) Direkte Mittelverwaltung	Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit dadurch, dass ein Beitrag zur Integration des Energiebinnenmarkts geleistet und die grenzübergreifende Interoperabilität der Strom- und Gasnetze gefördert wird. Förderung der nachhaltigen Entwicklung und der Dekarbonisierung durch die Integration erneuerbarer Energiequellen und die Entwicklung intelligenter Netze und Kohlendioxidnetze. Sicherstellung der Versorgungssicherheit.	Ausschließliche Finanzierung für Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse im Zusammenhang mit den in der TEN-E-Verordnung festgelegten vorrangigen Korridoren und Gebieten, die erhebliche positive externe Effekte für mehrere Mitgliedstaaten mit sich bringen und in denen das Vorhaben wirtschaftlich nicht tragfähig ist.	Studien, Ausrüstung, Arbeiten und sonstige Begleitmaßnahmen. Grenzüberschreitende Infrastruktur ohne Anforderungen an die Förderfähigkeit von Netzbetreibern. Ausschüttung in Form von Zuschüssen.	Höchstens 50 % für Studien und Arbeiten. Bis zu 75 %, wenn sie ein hohes Maß an regionaler oder EU-weiter Versorgungssicherheit bieten, die Solidarität der EU stärken oder hochinnovative Lösungen bieten. Tatsächlicher Finanzierungssatz nicht verfügbar.
2021–2027 Verordnung (EU) 2021/1153		Wie oben. Ziel ist auch die Erleichterung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit im Bereich der erneuerbaren Energien.	Wie oben. Für grenzüberschreitende Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien: Erfüllung der Kriterien gemäß Artikel 7 der Verordnung (EU) 2021/1153 .		Höchstens 50 % für Studien. Tatsächlicher Finanzierungssatz nicht verfügbar.
2014–2020 Verordnung (EU) Nr. 1300/2013	Kohäsionsfonds (KF) Geteilte Mittelverwaltung	Verringerung der wirtschaftlichen und sozialen Ungleichheit in der EU dadurch, dass die Strominfrastruktur unterstützt wird, die zu diesem Ziel in	Pläne, in denen die nationalen Energieinfrastrukturprioritäten beschrieben werden, und ein nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien.	Entwicklung intelligenter Energiesysteme außerhalb des Transeuropäischen Energienetzes Mittel stehen für ÜNB und VNB zur Verfügung.	Höchstens 85 %. Tatsächlicher Durchschnittssatz von 85 %.

Zeitraum/Rechtsgrundlage	Fonds/Art der Mittelverwaltung	Ziel	Voraussetzungen	Anwendungsbereich der Finanzierung	Finanzierungssatz
2021–2027 Verordnung (EU) 2021/1058		Mitgliedstaaten beiträgt, deren Pro-Kopf-Bruttonationaleinkommen weniger als 90 % des EU-Durchschnitts beträgt, sowie dadurch, dass gleichzeitig die Ziele der Energieversorgungssicherheit, der Marktintegration und des Klimawandels angegangen werden.	Abstimmung auf die integrierten nationalen Energie- und Klimapläne.	Ausschüttung in Form von Finanzhilfen und Finanzierungsinstrumenten.	Höchstens 85 %. Geplanter Durchschnittssatz von 85 %.
2014–2020 Verordnung (EU) Nr. 1301/2013	Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE)	Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Regionen durch die Entwicklung intelligenter Systeme zur Energieverteilung, -speicherung und -übertragung und die Einbeziehung dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien.	Pläne, in denen die nationalen Energieinfrastrukturprioritäten beschrieben werden, und ein nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien.	Ausgereifte Projekte, hauptsächlich in kleineren Niederspannungsverteilungsinfrastrukturen, die private Investitionen mobilisieren. Mittel stehen für ÜNB und VNB zur Verfügung. Ausschüttung in Form von Finanzhilfen und Finanzierungsinstrumenten.	Höchstens 85 %, je nach Region. Tatsächlicher Durchschnittssatz von 67 %.
2021–2027 Verordnung (EU) 2021/1058	Geteilte Mittelverwaltung		Abstimmung auf die integrierten nationalen Energie- und Klimapläne.		Höchstens 85 %, je nach Region. Geplanter Durchschnittssatz von 74 %.
Energiewende und Dekarbonisierung					
2021–2027 Verordnung (EU) 2021/1056	Fonds für einen gerechten Übergang Geteilte Mittelverwaltung	Verringerung der sozialen und wirtschaftlichen Kosten, die sich aus dem Übergang zu den Klimazielen der EU für die Regionen ergeben, die aufgrund ihrer Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen am stärksten betroffen sind.	Anpassung an Pläne für einen gerechten Übergang.	Maßnahmen zur Abmilderung der negativen sozioökonomischen Auswirkungen des Übergangs. Ausschüttung in Form von Finanzhilfen, öffentlichen Aufträgen und Finanzierungsinstrumenten. Mittel stehen für ÜNB und VNB zur Verfügung.	Höchstens 85 %, je nach Region. Geplanter Durchschnittssatz von 71 %.

Zeitraum/Rechtsgrundlage	Fonds/Art der Mittelverwaltung	Ziel	Voraussetzungen	Anwendungsbereich der Finanzierung	Finanzierungssatz
2021–2030 Verordnung (EU) 2020/1001 Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG, geändert durch Richtlinie (EU) 2023/959	Modernisierungsfonds Unterliegt nicht der Haushaltsordnung.	Modernisierung der Energiesysteme und Verbesserung der Energieeffizienz einkommensschwächerer Mitgliedstaaten, einschließlich der Aktualisierung der Stromnetze, um die Integration erneuerbarer Energiequellen zu erleichtern.	Mindestens 80 % der ARF-Mittel müssen für vorrangige Investitionen verwendet werden. Einhaltung der Vorschriften über staatliche Beihilfen bei Kofinanzierung.	Modernisierung der Energienetze, einschließlich Nachfragesteuerung, Fernwärme, Stromübertragung und Ausbau der Verbundnetze zwischen den Mitgliedstaaten. Die Finanzierung erfolgt in erster Linie durch Zuschüsse, kann aber auch Prämien, Garantien, Darlehen oder Kapitalzuführungen umfassen.	Entsprechend der Vorgabe im Rahmen der einschlägigen Vorschriften über staatliche Beihilfen. Tatsächlicher Satz nicht verfügbar.
Aufbau und Resilienz					
2021–2026 Verordnung (EU) 2021/241 in der durch die Verordnung (EU) 2023/435 geänderten Fassung	Aufbau- und Resilienzfazilität (ARF) Direkte Mittelverwaltung für Zahlungen auf EU-Ebene an die Mitgliedstaaten	Unterstützung von Reformen und Investitionen, um die wirtschaftlichen und sozialen Auswirkungen der COVID-19-Pandemie abzumildern und die Volkswirtschaften und Gesellschaften der EU nachhaltiger und widerstandsfähiger für die Zukunft zu machen. In diesem Zusammenhang zielt sie insbesondere darauf ab, die Widerstandsfähigkeit, Sicherheit und Nachhaltigkeit des Energiesystems der EU zu erhöhen, unter anderem durch die Unterstützung der Strominfrastruktur.	Erreichung der in den Durchführungsbeschlüssen des Rates vorab festgelegten Etappenziele und Zielwerte.	Von den Mitgliedstaaten in ihren Aufbau- und Resilienzplänen festgelegt. Einige Maßnahmen zielen auf ÜNB oder VNB ab, andere umfassen beide.	Von den Mitgliedstaaten definiert.
2015–2020 Verordnung (EU) 2015/1017	Europäischer Fonds für strategische Investitionen (EFSI) Indirekte Mittelverwaltung	Entwicklung und Modernisierung von Energieinfrastrukturen (insbesondere Verbundnetze, intelligente Netze auf der Verteilungsebene, Energiespeicherung und Synchronisierung von Netzen).	Das Vorhaben muss wirtschaftlich und technisch tragfähig sein, die Investitionen des Privatsektors maximieren, mit der EU-Politik vereinbar sein und Marktversagen oder	Keine Beschränkung.	Nicht zutreffend.

Zeitraum/Rechtsgrundlage	Fonds/Art der Mittelverwaltung	Ziel	Voraussetzungen	Anwendungsbereich der Finanzierung	Finanzierungssatz
2021–2027 Verordnung (EU) 2021/523	InvestEU Indirekte Mittelverwaltung	Entwicklung, Verbesserung und Modernisierung nachhaltiger Energieinfrastruktur, insbesondere der Speichertechnologien, der Stromverbünde zwischen Mitgliedstaaten und der intelligenten Netze, sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilungsebene.	suboptimale Investitionsbedingungen ausgleichen.	Keine Beschränkung.	Nicht zutreffend.

Quelle: Europäischer Rechnungshof.

Abkürzungen

CEER: *Council of European Energy Regulators* (Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden)

ENTSOG: *European Network of Transmission System Operators for Gas* (Europäischer Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas)

GW: Gigawatt

kWh: Kilowattstunde

ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber

VNB: Verteilernetzbetreiber

Glossar

Intelligentes Netz: Stromnetz, in dem digitale Technologien genutzt werden, um Angebot und Nachfrage in Echtzeit besser aufeinander abzustimmen, gleichzeitig die Kosten zu minimieren und Stabilität und Zuverlässigkeit zu gewährleisten.

Netto-Null: Klimaziel, bei dem die CO₂-Emissionen aus menschlichen Tätigkeiten auf eine Restmenge reduziert werden, die dann entfernt oder absorbiert und dauerhaft (in Bäumen oder im Boden) gespeichert werden kann, sodass keine dieser Emissionen in der Atmosphäre verbleiben.

Stromnetz: Verbundnetz von Stromleitungen und Kabeln sowie zugehörige Infrastruktur und Ausrüstung (z. B. Umspannwerke, Transformatoren), die zur Übertragung und Verteilung von Strom über ein geografisches Gebiet an die Verbraucher dienen.

Stromsystem: Infrastruktur und Netze für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Lieferung von Strom von Erzeugern an Kunden, unterstützt durch Kontrollsysteme und Kommunikationsnetze für die Überwachung und Verwaltung.

Übertragung: Transport von Strom über Höchst- und Hochspannungsverbundnetze vor der Belieferung von Verteilernetzbetreibern und Kunden.

Verteilung: Transport von Strom über Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze vor der Belieferung von Kunden.

Prüfungsteam

Diese Analyse wurde von Prüfungskammer I "Nachhaltige Nutzung natürlicher Ressourcen" unter Vorsitz von Joëlle Elvinger, Mitglied des Hofes, angenommen. Die Aufgabe wurde von Keit Pentus-Rosimannus, Mitglied des Hofes, geleitet. Frau Pentus-Rosimannus wurde unterstützt von ihrer Kabinettchefin Annikky Lamp und der Attachée Daria Bochnar, dem Leitenden Manager Emmanuel Rauch und der Aufgabenleiterin Sara Pimentel. Zum Prüfungsteam gehörten außerdem Dirk Neumeister, Ilka Raab, Lucia Rosca und Michal Szwed. Laura McMillan und Zoe Amador Martínez leisteten sprachliche Unterstützung. Alexandra Damir-Binzaru und Dunja Weibel leisteten Unterstützung bei der grafischen Gestaltung. Frédérique Hussenet leistete Unterstützung bei den Sekretariatstätigkeiten.



Von links nach rechts: Emmanuel Rauch, Frédérique Hussenet, Annikky Lamp, Lucia Roşca, Keit Pentus-Rosimannus, Daria Bochnar, Sara Pimentel, Dirk Neumeister, Michal Szwed.

URHEBERRECHTSHINWEIS

© Europäische Union, 2025

Die Weiterverwendung von Dokumenten des Europäischen Rechnungshofs (Hof) wird durch den [Beschluss Nr. 6-2019 des Europäischen Rechnungshofs](#) über die Politik des offenen Datenzugangs und die Weiterverwendung von Dokumenten geregelt.

Sofern nicht anders angegeben (z. B. in gesonderten Urheberrechtshinweisen), werden die Inhalte des Hofes, an denen die EU die Urheberrechte hat, im Rahmen der Lizenz [Creative Commons Attribution 4.0 International \(CC BY 4.0\)](#) zur Verfügung gestellt. Eine Weiterverwendung ist somit im Allgemeinen gestattet, sofern die Quelle ordnungsgemäß genannt und auf etwaige Änderungen hingewiesen wird. Wer Inhalte des Hofes weiterverwendet, darf die ursprüngliche Bedeutung oder Botschaft nicht verzerrt darstellen. Der Hof haftet nicht für etwaige Folgen der Weiterverwendung.

Eine zusätzliche Genehmigung muss eingeholt werden, falls ein bestimmter Inhalt identifizierbare Privatpersonen zeigt, z. B. Fotos von Bediensteten des Hofes, oder Werke Dritter enthält.

Wird eine solche Genehmigung eingeholt, so hebt diese die oben genannte allgemeine Genehmigung auf und ersetzt sie; auf etwaige Nutzungsbeschränkungen wird ausdrücklich hingewiesen.

Um Inhalte zu verwenden oder wiederzugeben, an denen die EU keine Urheberrechte hat, kann es erforderlich sein, eine Genehmigung direkt bei den Urheberrechtsinhabern einzuholen.

Abbildung 2: Bildsymbole: Adobe Stock/SkyLine.

Abbildungen 3 und 4: Bildsymbole [@stock.adobe.com](#) sowie Bildsymbole unter Verwendung von Ressourcen von [Flaticon.com](#). © Freepik Company S.L. Alle Rechte vorbehalten.

Abbildung 5: Daten der [EU-VNBO](#). Alle Rechte vorbehalten.

Abbildungen 7 und 15: Die Bildsymbole wurden unter Verwendung von Ressourcen von [Flaticon.com](#) gestaltet. © Freepik Company S.L. Alle Rechte vorbehalten.

Abbildung 10: Karten © [Netbeheer Nederland](#), Stand: 4.10.2024 | © Esri Nederland | © MapTiler © OpenStreetMap contributors.

Abbildung 17: Bildsymbole: Adobe Stock/SkyLine/stockgood.

Abbildungen 20, 21 und 22: Daten beruhen auf Informationen aus der Orbis-Datenbank. © 2025 Moody's Analytics, Inc. und/oder deren Lizenzgeber und Tochtergesellschaften. Alle Rechte vorbehalten.

Software oder Dokumente, die von gewerblichen Schutzrechten erfasst werden, wie Patenten, Marken, eingetragenen Mustern, Logos und Namen, sind von der Weiterverwendungspolitik des Hofes ausgenommen.

Die Websites der Organe der Europäischen Union in der Domain "europa.eu" enthalten mitunter Links zu von Dritten betriebenen Websites. Da der Hof keinerlei Kontrolle über diese Websites hat, sollten Sie deren Bestimmungen zum Datenschutz und zum Urheberrecht einsehen.

Verwendung des Logos des Hofes

Das Logo des Europäischen Rechnungshofs darf nicht ohne dessen vorherige Genehmigung verwendet werden.

PDF	ISBN 978-92-849-4746-1	ISSN 2811-8162	doi:10.2865/7202713	QJ-01-25-017-DE-N
-----	------------------------	----------------	---------------------	-------------------

ZITIERHINWEIS

Europäischer Rechnungshof, [Analyse 01/2025](#): "Das Stromnetz der EU fit machen für Netto-Null-Emissionen", Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, 2025.

Wir halten es oft für selbstverständlich, dass Strom auf Knopfdruck zur Verfügung steht. Tatsächlich sind jedoch 11,3 Millionen Kilometer Stromleitungen und -kabel erforderlich, um 266 Millionen Kunden mit Strom zu versorgen. Um den Klimawandel zu bekämpfen und die Energieunabhängigkeit der EU zu stärken, ist ein modernisiertes Stromnetz erforderlich, in das mehr erneuerbare Energien integriert werden können und das für die zunehmende Elektrifizierung gewappnet ist. In dieser Analyse werden der Zustand der Stromnetze der EU sowie die wichtigsten Trends und Strategien untersucht. Außerdem werden die Herausforderungen und Chancen aufgezeigt, die mit einem für Netto-Null-Emissionen geeigneten Netz verbunden sind. Wir betonen, dass die umfangreichen Investitionen für die Energiewende beschleunigt werden müssen. Wir zeigen auf, wie der Investitionsbedarf durch das Stromsystem und die Netzflexibilität verringert werden kann, und dass Regulierungsrahmen bei der Sicherung der Finanzierung eine wichtige Rolle spielen.

EUROPÄISCHER RECHNUNGSHOF

12, rue Alcide De Gasperi

1615 Luxembourg

LUXEMBURG

Tel. (+352) 4398-1

Kontaktformular: eca.europa.eu/de/contact

Website: eca.europa.eu

X: @EUAuditors



EUROPÄISCHER
RECHNUNGSHOF