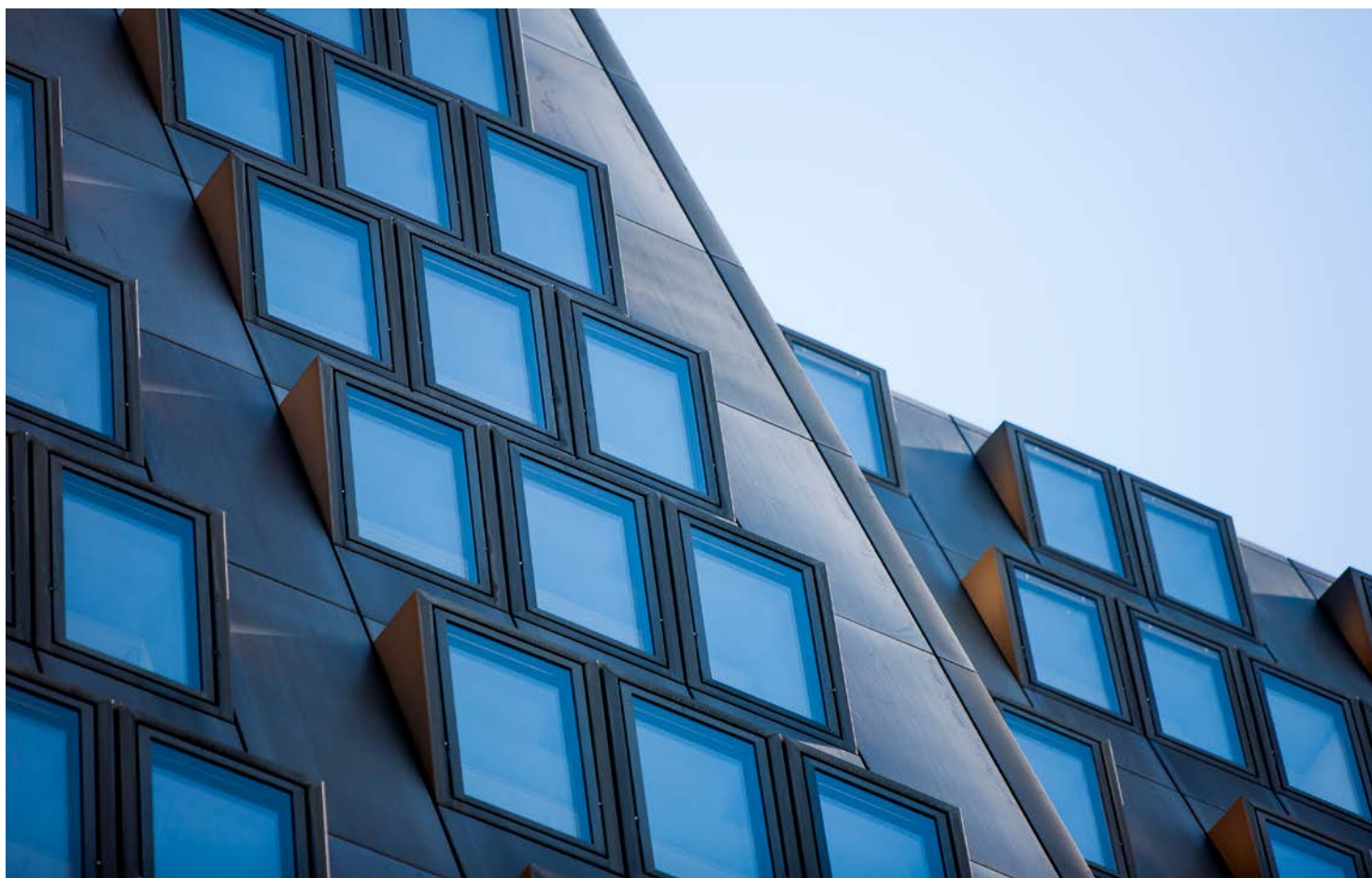




Reihe BUND 2026/18
Reihe NIEDERÖSTERREICH 2026/3
Reihe WIEN 2026/5

Transformation der Stromverteilernetze

Bericht des Rechnungshofes





Transformation der Stromverteilernetze

IMPRESSUM

Herausgeber:

Rechnungshof Österreich

1030 Wien, Dampfschiffstraße 2

www.rechnungshof.gv.at

Redaktion und Grafik: Rechnungshof Österreich

Herausgegeben: Wien, im Mai 2026

AUSKÜNFTE

Rechnungshof

Telefon (+43 1) 711 71 – 8946

E-Mail info@rechnungshof.gv.at

Bluesky: [@rhsprecher.bsky.social](https://bsky.app/profile/@rhsprecher.bsky.social)

[facebook/RechnungshofAT](https://facebook.com/RechnungshofAT)

CREDITS

Cover: Rechnungshof/Achim Bieniek

S. 1, 2, 4–7, 16, 102: Rechnungshof/Achim Bieniek

S. 8, 21: iStock.com/petovarga

S. 18: iStock.com/yellowdesign, iStock.com/petovarga

WEGWEISER

Vorlage

Der Rechnungshof erstattet dem Nationalrat gemäß Art. 126d Abs. 1 Bundes-Verfassungsgesetz, dem Landtag des Landes Niederösterreich gemäß Art. 127 Abs. 6 Bundes-Verfassungsgesetz und dem Gemeinderat der Stadt Wien gemäß Art. 127 Abs. 6 in Verbindung mit Abs. 8 Bundes-Verfassungsgesetz nachstehenden Bericht über Wahrnehmungen, die er bei einer Gebarungsüberprüfung getroffen hat.

Der Bericht ist über die Website des Rechnungshofes www.rechnungshof.gv.at verfügbar.

Berichtsaufbau

Auf einen Blick: enthält kompakt Kernaussagen der Prüfung.

Kurzfassung: führt in aller Kürze durch die wesentlichen Ergebnisse der Prüfung, samt den daraus abgeleiteten zentralen Empfehlungen.

Prüfbericht: gibt die Ergebnisse der Prüfung im Einzelnen wieder. Fortlaufend durchnummerierte Textziffern (TZ) gliedern den Text mit jeweils bis zu vier Subziffern:

- TZ x.1: vom Rechnungshof erhobener Sachverhalt
- TZ x.2: Beurteilung des Sachverhalts durch den Rechnungshof
- TZ x.3: Stellungnahme der überprüften Stellen
- TZ x.4: Gegenäußerung des Rechnungshofes zu den Stellungnahmen

Das im Bericht enthaltene Zahlenwerk beinhaltet kaufmännische Auf- und Abrundungen.

Prüfkompetenz des Rechnungshofes

Zur Überprüfung der Gebarung des Bundes, der Länder, der Gemeindeverbände, der Gemeinden und anderer durch Gesetz bestimmter Rechtsträger ist der Rechnungshof berufen. Der Gesetzgeber versteht die Gebarung als ein über das bloße Hantieren mit finanziellen Mitteln hinausgehendes Verhalten, nämlich als jedes Verhalten, das finanzielle Auswirkungen (Auswirkungen auf Ausgaben, Einnahmen und Vermögensbestände) hat. „Gebarung“ beschränkt sich also nicht auf den Budgetvollzug; sie umfasst alle Handlungen der prüfungsunterworfenen Rechtsträger, die finanzielle oder vermögensrelevante Auswirkungen haben.

Inhaltsverzeichnis

WEGWEISER _____	1
AUF EINEN BLICK _____	4
Bericht in Zahlen _____	6
KURZFASSUNG _____	7
Zentrale Empfehlungen _____	14
PRÜFBERICHT _____	16
Prüfungsablauf und -gegenstand _____	16
Stromnetze _____	17
Überblick _____	17
Institutionelle Zuständigkeiten _____	19
Herausforderungen der Energiewende für die Netze _____	20
Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch _____	24
Umsetzung des Erneuerbaren-Ausbau _____	29
Rahmenbedingungen für Verteilernetzbetreiber _____	33
Rechtlicher Rahmen – EU und national _____	33
Regulatorischer Rahmen _____	37
Qualitätsregulierung _____	38
Netzkosten und Netzentgelte _____	42
Monitoring von Netzentwicklung und Netzverfügbarkeit _____	52
Strategische Ausrichtung des Ministeriums _____	52
E-Control – Überwachungsfunktion und Berichtswesen _____	58
Verteilernetze in Niederösterreich und Wien _____	70
Überblick _____	70
Netzbestand und Altersstruktur der Betriebsmittel _____	73
Netzanschlusskapazitäten für Einspeiser _____	78
Netzentwicklungspläne _____	81
Umsetzung des Netzausbaus _____	83
Digitalisierung der Netze _____	87
Investitionstätigkeit _____	93
Instandhaltungstätigkeit _____	98
EMPFEHLUNGEN DES RH _____	102

Anhang A _____	108
Ressortbezeichnung und -verantwortliche _____	108
Anhang B _____	109
Wesentliche Parameter der fünften Anreizregulierungsperiode _____	109
Anhang C _____	111
Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger _____	111
Tabellenverzeichnis _____	114
Abbildungsverzeichnis _____	115
Abkürzungsverzeichnis _____	116
Glossar _____	118

AUF EINEN BLICK

Das öffentliche Stromnetz zählt zur kritischen Infrastruktur und besteht aus dem Übertragungsnetz sowie regionalen und lokalen Verteilernetzen. In das Stromnetz eingespeiste Energie muss stets dem momentanen Verbrauch entsprechen; ein Ungleichgewicht gefährdet die Versorgungssicherheit. Verteilernetze waren traditionell nicht auf die dezentrale, volatile Einspeisung vieler (Klein-)Anlagen ausgelegt. Um den sicheren Netzbetrieb mit ausreichenden Kapazitäten für die gesteigerte Entnahme und Einspeisung zu gewährleisten, werden sie umgebaut, verstärkt und ausgebaut. Die Kosten tragen die Endkunden über die von der E-Control verordneten Netzentgelte.

ANPASSUNG DER NETZINFRASTRUKTUR

Die historisch gewachsenen Rahmenbedingungen für Verteilernetze stellten noch auf die Einspeisung aus zentralen, größeren Kraftwerken ab und entsprachen daher den strukturell veränderten Anforderungen des aktuellen Stromsystems nicht mehr. Es waren grundlegende Anpassungen notwendig, um die nachhaltige, sichere und leistbare Stromversorgung weiterhin zu gewährleisten.

Dies vor allem mit Blick auf

- die strategische Gesamtsteuerung der Transformation der Stromnetze durch das Ministerium,
- ein für die Steuerung relevantes Monitoring der Netzentwicklung und Versorgungssicherheit,
- modernisierte Rechtsgrundlagen für den kosteneffizienten Netzbetrieb,
- regulatorische Anreize für Netzbetreiber für ein angemessenes Investitionsniveau sowie
- verursachergerechte, anreizkompatible Entgelte, die netzdienliches Verhalten sowie Flexibilität belohnen.

SPANNUNGSFELD: NETZAUSBAU – ERNEUERBAREN-AUSBAU

Der Erneuerbaren-Ausbau steht in einem Spannungsverhältnis zum langwierigen und kapitalintensiveren Netzausbau, weil er rascher voranschritt als die erforderliche Anpassung der Netzinfrastruktur. Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen wurden dezentral und regional sehr ungleich verteilt errichtet. Der Ausbau hing vor allem von Standortentscheidungen der Anlagenbetreiber sowie den Flächen-Zonierungen der Länder ab. Ein forcierter Anlagenausbau konnte das Problem fehlender Netzkapazitäten weiter vergrößern.

GESAMTWIRTSCHAFTLICHE MEHRKOSTEN

Die Entgelte in den Netzbereichen Niederösterreich und Wien stiegen von 2015 bis 2025 deutlich an und werden bis 2030 aufgrund anhaltend hoher Investitionen noch weiter steigen. Rechtliche Bestimmungen, die kapitalintensive Netzausbauten vermeiden oder zumindest verringern konnten, wurden mehr als sechs Jahre nicht umgesetzt. Ohne flexible und optimierte Nutzung vorhandener Netzkapazitäten durch eine intelligente Laststeuerung waren aber gesamtwirtschaftliche Mehrkosten nicht auszuschließen, etwa höhere Stromkosten und Netzentgelte sowie verlangsamter Erneuerbaren-Ausbau.

HANDLUNGSBEDARF

Ein langfristiger Gesamtplan zur Transformation der Stromnetze sollte erarbeitet werden, der Handlungsfelder und den Anpassungsbedarf aufzeigt. Er wäre kontinuierlich weiterzuentwickeln und die strategische Begleitung sowie Koordination wären zu verstärken. Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung und Leistbarkeit für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie für die öffentlichen Haushalte wären dabei gleichrangig zu verfolgen.

Beim Erneuerbaren-Ausbau sollten gleichzeitig auch der daraus resultierende Anpassungsbedarf im Stromnetz sowie die erforderliche Synchronisierung berücksichtigt werden.

Bericht in Zahlen

Transformation der Stromverteilernetze						
Rechtsgrundlagen	Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EU) 2019/944					
	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010), BGBl. I 110/2010 i.d.F. BGBl. I 145/2023					
	Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I 110/2010 i.d.F. BGBl. I 7/2022					
	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), BGBl. I 150/2021 i.d.F. BGBl. I 123/2024					
	NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005, LGBl. 7800-0 i.d.F. LGBl. 27/2024					
	Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005, LGBl. 46/2005 i.d.F. LGBl. 45/2024					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Leitungslängen	in km					
Verteilernetze in Österreich	254.825	256.517	259.430	261.628	263.645	264.155
<i>davon</i>						
<i>Netz Niederösterreich GmbH</i>	56.181	56.646	56.946	57.343	57.527	57.813
<i>WIENER NETZE GmbH</i>	20.378	20.535	20.614	20.741	20.844	20.974
installierte Leistung: Photovoltaik und Wind	in MW					
Österreich	4.823	5.139	6.057	7.303	10.125	12.452
<i>davon</i>						
<i>Netz Niederösterreich GmbH</i>	1.867	1.916	2.076	2.369	3.002	3.613
<i>WIENER NETZE GmbH</i>	216	246	292	397	557	741
ungeplante Versorgungsunterbrechungen	SAIDI-Kennzahl in Minuten					
Österreich	25,14	26,58	23,00	24,17	32,27	23,41
Netz Niederösterreich GmbH	19,87	24,59	19,52	16,73	25,85	20,30
WIENER NETZE GmbH	20,27	21,73	19,40	21,96	22,38	18,29
Investitionen in das Stromnetz¹	in Mio. EUR					
Netz Niederösterreich GmbH	112,84	108,76	175,39	232,39	230,50	292,05
WIENER NETZE GmbH	176,10	174,34	222,70	204,00	295,10	306,20
Netz Niederösterreich GmbH						
Eigentümer	EVN AG (100 %)					
WIENER NETZE GmbH						
Eigentümer	WIENER STADTWERKE GmbH (100 %)					

¹ insbesondere Nieder-, Mittel- und Hochspannungsleitungen, Umspannwerke und Trafostationen

SAIDI = durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres

Quellen: E-Control; Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Zusammenstellung: RH

WIRKUNGSBEREICH

- Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus
- Land Niederösterreich
- Stadt Wien

Transformation der Stromverteilernetze

KURZFASSUNG



Der RH überprüfte von Oktober 2024 bis März 2025 die Transformation der Stromverteilernetze. Die Prüfung umfasste das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, die Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, die Netz Niederösterreich GmbH sowie die WIENER NETZE GmbH.

Ziele der Gebarungsüberprüfung waren insbesondere die Darstellung und Beurteilung

- der Entwicklung der Anforderungen an das Stromnetz (Erzeugung und Verbrauch, Einspeisung und Entnahme) vor dem Hintergrund des Erneuerbaren-Ausbaus,
- der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Verteilernetzbetreiber,
- des Monitorings der Netzentwicklung und -verfügbarkeit durch die zuständigen Behörden,
- des Netzbestands und des geplanten Ausbaus einschließlich der Digitalisierungsmaßnahmen der Netz Niederösterreich GmbH und der WIENER NETZE GmbH,
- des quantitativen und finanziellen Umfangs der Investitions- und Instandhaltungsmaßnahmen der beiden Landes-Netzbetreiber.

Die Beurteilung einzelner Projekte zur Ertüchtigung und zum Ausbau der Netze war nicht Gegenstand der Gebarungsüberprüfung.

Der überprüfte Zeitraum umfasste die Jahre 2019 bis 2024.

Im Hinblick auf die am 1. April 2025 in Kraft getretene Bundesministeriengesetz-Novelle 2025 richtet der RH die aus Feststellungen zum Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie resultierenden Empfehlungen an das nunmehr zuständige Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus.

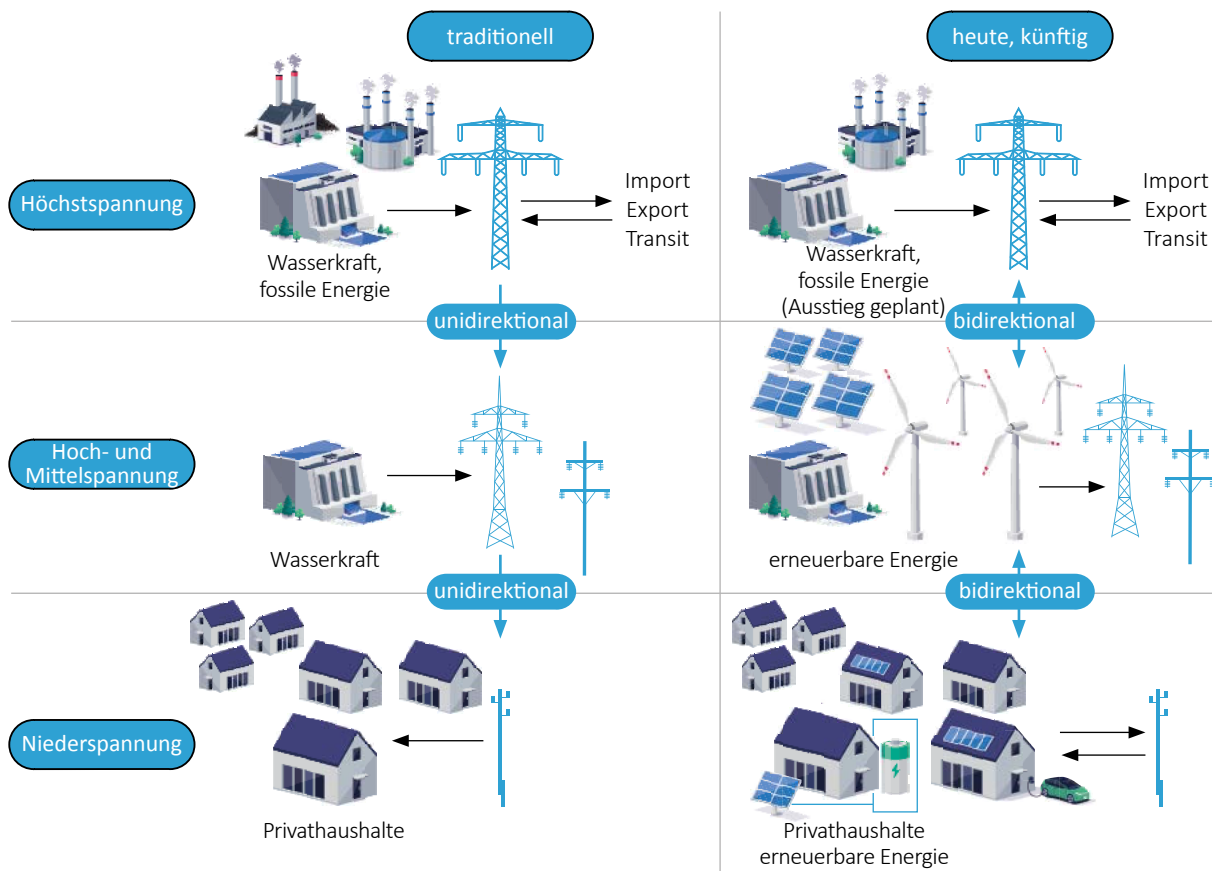
Stromverteilernetze

Das öffentliche Stromnetz zählt zur kritischen Infrastruktur und besteht aus dem über-regionalen Übertragungsnetz sowie den regionalen und lokalen Verteilernetzen. Diese dienen dem Transport von Strom auf der Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene. Da Stromnetze ein natürliches Monopol darstellen, unterliegen sie der Regulierung. Die Kosten der Netzbetreiber werden von der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (**E-Control**)¹ bestimmt und über verordnete Netzentgelte von den Endkunden eingehoben. (TZ 2, TZ 3)

Herausforderungen der Energiewende für die Stromnetze

Die Verteilernetze waren traditionell nicht auf die dezentrale, volatile Stromeinspeisung vieler Klein-Anlagen ausgelegt, sondern nur unidirektional, d.h. auf Einspeisung aus zentralen, größeren Kraftwerken. Um den sicheren Netzbetrieb mit ausreichenden Kapazitäten für die gesteigerte Entnahme und Einspeisung zu gewährleisten, müssen die Netze an die geänderte, bidirektionale, Flussrichtung angepasst werden:

Abbildung: Umbau der Stromnetzinfrastuktur



Quelle und Darstellung: RH in Anlehnung an Agora Energiewende, Energiewende 2030: The Big Picture (2017) 16

¹ Die Firmenbezeichnung lautete seit 27. Jänner 2026: Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft.

Die historisch gewachsenen Rahmenbedingungen für Verteilernetze stellten auf ein statisch betriebenes Stromnetz ab, entsprachen jedoch nicht mehr den strukturell veränderten Anforderungen: geänderte Fließrichtung durch die dezentrale Stromerzeugung, regional ungleich verteilter Erneuerbaren-Ausbau und Netzausbaubedarf mit erheblichen Investitionen sowie neue Akteure, die ihren Stromverbrauch flexibilisieren können, etwa Haushalte mit Photovoltaik-Anlagen, die die Netzinfrastruktur dennoch zeitweise beanspruchen (Prosumer). (TZ 4)

Nach der zur Zeit der Gebarungsüberprüfung geltenden Rechtslage für den Netzbetrieb waren die Stromverteilernetze weiterhin auf die höchstmögliche Last auszubauen, obwohl diese bei den volatilen, witterungsabhängigen Erzeugungsanlagen nur an wenigen Stunden des Tages erreicht wird. Dies konnte zu kapitalintensiven, vermeidbaren Investitionen in die Netzinfrastruktur führen. Sowohl der im Juli 2025 vorgelegte Begutachtungsentwurf als auch das im Dezember 2025 beschlossene Elektrizitätswirtschaftsgesetz sahen Maßnahmen vor, um die Einspeisung von Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen ins Verteilernetz dauerhaft aber geringfügig zu begrenzen und Lastspitzen zu kappen. Damit sollte die Auslastung der bereits vorhandenen Netzkapazitäten optimiert werden, bevor netzverstärkende Maßnahmen und Neuausbauten erfolgen. (TZ 4, TZ 5, TZ 7)

Der Erneuerbaren-Ausbau steht in einem Spannungsverhältnis zum langwierigen und kapitalintensiveren Netzausbau, weil er rascher voranschritt als die erforderliche Anpassung der Netzinfrastruktur. Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen wurden dezentral und regional sehr ungleich verteilt errichtet. Der Ausbau hing vor allem von Standortentscheidungen der Anlagenbetreiber sowie den Flächen-Zonierungen der Länder ab. Bei Windkraft waren die Verteilernetze im Burgenland und in Niederösterreich deutlich stärker gefordert, die Integration erneuerbarer Stromproduktion in die Netze zu bewältigen, als jene in den westlichen Ländern und in Wien. (TZ 5, TZ 6)

Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (in der Folge: **Ministerium**) schätzte den Erneuerbaren-Ausbau-Bedarf bis 2030 auf 39 TWh, wobei bereits das Ausbauziel von 27 TWh bis 2030 nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz nicht gesichert war. Nach Ansicht des RH konnte ein forcierter Anlagenausbau das Problem fehlender Netzkapazitäten weiter vergrößern und zusätzliche Kosten für das Engpassmanagement verursachen, die letztlich von Endkunden zu tragen sind. Außerdem konnten laut einer Evaluierung des Ministeriums geförderte Speicher- und Erzeugungsanlagen vorrangig eigenoptimiert betrieben werden und gleichzeitig die Netze belasten. Ein nicht netzdienlicher Anlagenbetrieb, z.B. hohe Gleichzeitigkeit bei der Einspeisung bzw. beim Strombezug, führt zu Lastspitzen, die einen – andernfalls ganz oder teilweise verzichtbaren – kapitalintensiven Netzausbau erfordern. (TZ 6)

Rechtliche Rahmenbedingungen

Die rechtliche Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie von 2019 dauerte mehr als sechs Jahre und war erst im Dezember 2025 abgeschlossen. Dies verzögerte eine flexible und damit optimierte Nutzung vorhandener Netzkapazitäten, die kapitalintensive Netzausbauten vermeiden oder zumindest verringern konnte. Gesamtwirtschaftliche Mehrkosten waren nicht auszuschließen, etwa höhere Stromkosten und Netzentgelte und verlangsamter Erneuerbaren-Ausbau. Der Republik Österreich drohten Strafzahlungen von mindestens 13 Mio. EUR wegen der unvollständigen Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (Stand Dezember 2024). Das Ministerium ging in seiner Stellungnahme davon aus, dass das Vertragsverletzungsverfahren eingestellt würde. (TZ 7)

Regulatorischer Rahmen

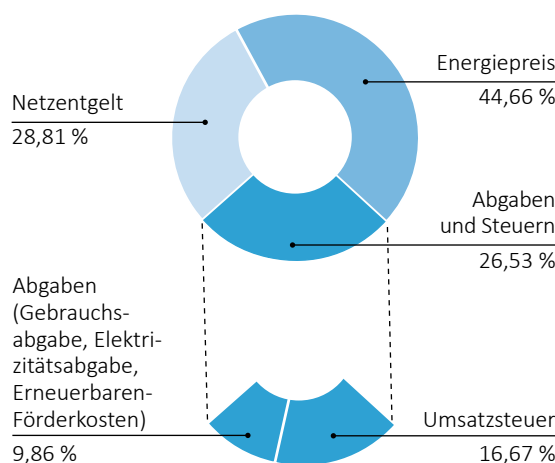
Die Regulierungssystematik für Stromverteilernetze behandelte Investitionen und Betriebskosten für den Netzbetrieb unterschiedlich. Dies bot Netzbetreibern einen Anreiz, Investitionen in den klassischen Netzausbau gegenüber innovativen und weniger kapitalintensiven Lösungen, z.B. die Digitalisierung von Überwachungs- und Steuerungsprozessen, zu bevorzugen. (TZ 8)

Eine Verknüpfung der regulierten Kosten bzw. Entgelte mit dem Qualitätsniveau der Netzbetreiber bestand nicht. Aus Sicht des RH war der regulatorische Rahmen für Stromverteilernetze insgesamt wenig förderlich für einen technologieneutralen und kosteneffizienten Ausbau sowie Betrieb der Netze unter Stärkung bzw. Erhalt der Versorgungsqualität im Zuge der Energiewende. (TZ 9)

Netzkosten und Netzentgelte

Der Strompreis umfasste den Energiepreis, das Netzentgelt sowie Steuern und Abgaben. Für einen österreichischen Muster-Haushaltskunden mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh machte das Netzentgelt rd. 29 % der Gesamtrechnung für Strom aus, mit rd. 45 % entfiel der größte Anteil auf den Energiepreis (Stand Mai 2025): [\(TZ 10\)](#)

Abbildung: Zusammensetzung des Strompreises (Österreichmittel, Stand Mai 2025)



Quelle: E-Control; Darstellung: RH

Die Systematik der Netzentgelte und der Kostenwälzung zwischen den Netzebenen war nicht mehr zeitgemäß, da sich die Nutzung und Belastung der Netze maßgeblich verändert hatten und weiter ändern werden:

- Einspeiser hatten im Gegensatz zu Entnehmern kein Netzbereitstellungs- bzw. Netznutzungsentgelt zu tragen, obwohl der Erneuerbaren-Ausbau die Netzkapazitäten beanspruchte und den Netzausbau erst notwendig machte.
- Trotz veränderter Fließrichtung der Energieströme, von den niedrigeren auf die höheren Spannungsebenen, wurden Haushaltskunden stärker als Industriekunden belastet.
- Obwohl der Erneuerbaren-Ausbau und der einhergehende Netzausbau dem Erreichen österreichweiter Klimaziele dienten, erhöhten sich die Entgelte ausschließlich in jenen regionalen Netzbereichen, wo der Ausbau erfolgte; eine regionale Umverteilung von Netzkosten war nicht vorgesehen.

Die Netznutzungsentgelte in den Netzbereichen Niederösterreich und Wien stiegen von 2015 bis 2025 deutlich an und werden bis 2030 insbesondere in Niederösterreich aufgrund anhaltend hoher Investitionen noch weiter steigen. [\(TZ 11, TZ 12, TZ 13\)](#)

Strategische Steuerung durch das Ministerium

Das Ministerium hatte keinen langfristigen Gesamtplan, der auch die Transformation der Stromnetze umfasste. Dies obwohl Handlungsbedarf bestand, u.a. mit Blick auf die Synchronisierung von Netz- und Erneuerbaren-Ausbau sowie auf Art und Umfang der erforderlichen Anpassungen im Bereich der Netze. Auch fehlte ein systematisches Monitoring im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks aus Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit bzw. Leistbarkeit, obwohl dem Ministerium eine Reihe von Berichten, Analysen sowie Daten zum Ausbau der Erneuerbaren und der Netzinfrastruktur vorlag. (TZ 14)

Überwachungsfunktion und Berichtswesen der E-Control

Die E-Control hatte umfangreiche Monitoring- und Berichtspflichten zur Strom-Versorgungssicherheit und Netzentwicklung und bewertete die Versorgungs- und Spannungsqualität in Österreich im überprüften Zeitraum stets als gut bzw. sehr gut. Den Berichten zur Versorgungsqualität waren regionale Unterschiede nicht zu entnehmen; Statistikberichte über die Spannungsqualität für die Berichtsjahre 2020 bis 2023 veröffentlichte die E-Control erst mit Verspätung. (TZ 15)

Die Niederspannungsebene floss unvollständig in die Bewertung der Versorgungsqualität ein. Mit der fortschreitenden dezentralen Einspeisung und neuen Lasten auf dieser Netzebene kommt der Kenntnis des Netzzustands auf allen Spannungsebenen allerdings zunehmende Bedeutung zu. (TZ 16)

Verteilernetze in Niederösterreich und Wien

Netzbestand und Altersstruktur der Betriebsmittel

Die beiden Landes-Netzbetreiber bauten die Netzinfrastruktur von 2015 bis 2024 aus. Das Alter der Netzinfrastruktur der WIENER NETZE GmbH (in der Folge: **Wiener Netze**) war im Durchschnitt höher als jenes der Netz Niederösterreich GmbH (in der Folge: **Netz NÖ**) und auch der Anteil der Betriebsmittel, die die Bandbreite der üblichen Lebensdauer erreicht hatten, lag höher als bei der Netz NÖ. Dies konnte auf einen erhöhten Modernisierungs- und Investitionsbedarf in den kommenden Jahren hinweisen. (TZ 18, TZ 19)

Die Dauer ungeplanter Stromausfälle lag bei beiden überprüften Landes-Netzbetreibern von 2019 bis 2024 stets unter dem österreichischen Durchschnitt. Bei der Netz NÖ schwankte die durchschnittliche Dauer der Unterbrechungen, verstärkt auch witterungsbedingt, und die Anzahl der Störereignisse stieg von 2021 bis 2024. Bei

den Wiener Netzen nahmen die durchschnittliche Dauer der Unterbrechungen sowie die Anzahl der Störereignisse bis 2023 zu und gingen 2024 zurück. Defekte Verbindungsstücke im Leitungsnetz (sogenannte Muffen) verursachten bei den Wiener Netzen wiederholt und in steigendem Maße Versorgungsunterbrechungen. (TZ 17, TZ 19)

Trotz des Anstiegs der Netzinvestitionen waren die Umspannwerke der Netz NÖ – verglichen mit den Wiener Netzen – Ende 2024 höher ausgelastet und die Trafostationen wiesen im Zeitraum 2019 bis 2024 lokal und temporär häufiger eingeschränkte Netzanschlusskapazitäten auf. Dies lag auch an der Dynamik des Erneuerbaren-Ausbaus im Versorgungsgebiet der Netz NÖ. (TZ 18, TZ 20, TZ 24)

Netzausbauplanung und Investitionstätigkeit

Die Netz NÖ und Wiener Netze veröffentlichten im Oktober 2024 ihre Netzentwicklungspläne schon vor der anstehenden gesetzlichen Regelung und schufen damit Transparenz über Netzausbau und -verstärkung. Trotz Verzögerungen bei einzelnen Ausbauprojekten erwarteten beide Landes-Netzbetreiber, die nötigen Netzkapazitäten für das Erreichen der Erneuerbaren-Landesziele bis 2030 (Stand Juni 2025) bereitstellen zu können. (TZ 21, TZ 22)

Die Netzinvestitionen beider Landes-Netzbetreiber stiegen im Zeitraum 2015 bis 2024 stark und beliefen sich auf 1,527 Mrd. EUR (Netz NÖ) und 1,820 Mrd. EUR (Wiener Netze). Beim Netzausbau setzten die Landes-Netzbetreiber vor allem auf konventionelle Maßnahmen zur Verstärkung und Erweiterung von Leitungen, Umspannwerken und Trafostationen. Intelligente Betriebsmittel, mit dem Ziel, den kapitalintensiven Netzausbau zumindest zeitlich zu verzögern, setzten sie hingegen in beiden Netzen erst punktuell ein. Bis Ende 2024 waren Digitalisierungsmaßnahmen bei der Netz NÖ in mehreren Bereichen, u.a. bei intelligenten Trafostationen sowie Echtzeit-Messungen von Strom- und Spannungsverhältnissen, weiter fortgeschritten als bei den Wiener Netzen. Die Übernahme von Anteilen an einem Funknetzbetreiber durch zehn Verteilernetzbetreiber, darunter die Netz NÖ und die Wiener Netze, barg Risiken, weil die langfristige Frequenznutzung nach dem Jahr 2029 nicht gesichert war. (TZ 23, TZ 24)

Instandhaltungstätigkeit

Der Instandhaltungsaufwand der Netz NÖ betrug von 2014/15 bis 2023/24 370,50 Mio. EUR und war tendenziell rückläufig, weil sie verstärkt Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt hatte. Bei den Wiener Netzen belief sich der Instandhaltungsaufwand von 2015 bis 2024 auf 471,70 Mio. EUR – mit steigender Tendenz, weil vor allem Personal- und Materialkosten zuletzt stiegen. Die Netz NÖ beabsichtigte, ihre Instandhaltungsstrategie weiterzuentwickeln, um (Ausfalls-)Risi-

ken frühzeitig und automatisiert zu erkennen und Störungen zu vermeiden. Die Wiener Netze setzten keine vergleichbaren Maßnahmen. (TZ 25)

Auf Basis seiner Feststellungen hob der RH folgende Empfehlungen hervor:

ZENTRALE EMPFEHLUNGEN

Der RH empfahl dem Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus,

- beim Erneuerbaren-Ausbau gleichzeitig stets den daraus resultierenden Anpassungsbedarf im Stromnetz sowie die erforderliche Synchronisierung zu berücksichtigen. Überdies wäre das Erneuerbaren-Fördersystem netz- und systemdienlich zu gestalten, um einen kosteneffizienten sowie stabilen, sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. (TZ 6)
- in Zusammenarbeit mit der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft den Ländern und den Netzbetreibern einen langfristigen Gesamtplan zur Transformation der Stromnetze zu erarbeiten, der Handlungsfelder und den Anpassungsbedarf aufzeigt. Er wäre kontinuierlich weiterzuentwickeln und die strategische Begleitung sowie Koordination wären zu verstärken. Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung und Leistbarkeit für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie für die öffentlichen Haushalte wären dabei gleichrangig zu verfolgen. (TZ 14)

Der RH empfahl der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft,

- die Anreizwirkungen des Regulierungsmodells grundlegend zu überprüfen, um einen förderlichen, technologieneutralen Rahmen zur Transformation der Verteilernetze zu schaffen. Auf dieser Grundlage sollten Vorgaben zur Kosteneffizienz und Versorgungsqualität für künftige Regulierungsperioden weiterentwickelt und gegebenenfalls angepasst werden. (TZ 9)

Der RH empfahl der Netz Niederösterreich GmbH und der WIENER NETZE GmbH,

- künftig vor Investitionsentscheidungen in Kosten-Nutzen-Analysen auch den Einsatz von Flexibilitätspotenzialen als Alternative zu einem möglichen Ausbau zu prüfen, um im Sinne des NOVA-Prinzips (NOVA = Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzausbau) den Netzbetrieb kosteneffizient zu gestalten. (TZ 24)

Der RH empfahl der WIENER NETZE GmbH,

- angesichts der bereits langen Betriebsdauer eines Teils der Leitungen und Trafostationen und des steigenden Ausfalls- und Störungsrisikos bei Instandhaltungsmaßnahmen sowie Ersatzinvestitionen verstärkt das Alter und den Zustand der Betriebsmittel zu berücksichtigen. (TZ 19)

Transformation der Stromverteilernetze

PRÜFBERICHT

Prüfungsablauf und -gegenstand

- 1 (1) Der RH überprüfte von Oktober 2024 bis März 2025 die Transformation der Stromverteilernetze. Die Prüfung umfasste das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (in der Folge: **Ministerium**)², die Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (**E-Control**)³, die Netz Niederösterreich GmbH (in der Folge: **Netz NÖ**) sowie die WIENER NETZE GmbH (in der Folge: **Wiener Netze**).

Ziele der Gebarungüberprüfung waren insbesondere die Darstellung und Beurteilung

- der Entwicklung der Anforderungen an das Stromnetz (Erzeugung und Verbrauch; Einspeisung und Entnahme) vor dem Hintergrund des Erneuerbaren-Ausbaus,
- der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Verteilernetzbetreiber,
- des Monitorings der Netzentwicklung und -verfügbarkeit durch die zuständigen Behörden,
- des Netzbestands und des geplanten Ausbaus einschließlich der Digitalisierungsmaßnahmen der Netz NÖ und der Wiener Netze,
- des quantitativen und finanziellen Umfangs der Investitions- und Instandhaltungsmaßnahmen der beiden Landes-Netzbetreiber.

Die Beurteilung einzelner Projekte zur Ertüchtigung und zum Ausbau der Netze war nicht Gegenstand der Gebarungüberprüfung.

Der überprüfte Zeitraum umfasste die Jahre 2019 bis 2024. Sofern für die Beurteilung relevant, berücksichtigte der RH auch Sachverhalte außerhalb dieses Zeitraums.

² Für Angelegenheiten des Energiewesens waren im überprüften Zeitraum wechselnde Bundesministerien zuständig (Anhang A). Der RH verwendet im Folgenden einheitlich die Bezeichnung **Ministerium**. Seine aus Feststellungen an das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie resultierenden Empfehlungen richtet er im Hinblick auf die am 1. April 2025 in Kraft getretene Bundesministeriengesetz-Novelle 2025 (BGBl. I 10/2025) nunmehr an das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus.

³ Die Firmenbezeichnung lautete seit 27. Jänner 2026: Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft.

(2) Der RH beurteilte die Transformation der Stromverteilernetze nach dem zur Zeit der Gebarungsüberprüfung geltenden Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (**EIWOG 2010**)⁴ und nahm gegebenenfalls Bezug auf den Begutachtungsentwurf zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz (**EIWG**) vom Juli 2025. Der Beschluss des EIWG⁵ im Dezember 2025 erfolgte nach dem überprüften Zeitraum und während des Stellungnahmeverfahrens. Zur Einordnung einzelner Sachverhalte stellte der RH punktuell die mit 1. Jänner 2026 geänderte Rechtslage dar: siehe TZ 7, TZ 11, TZ 12, TZ 20 und TZ 24.

(3) Zu dem im Oktober 2025 übermittelten Prüfungsergebnis nahm die Netz NÖ im November 2025 Stellung, die Wiener Netze und die E-Control gaben ihre Stellungnahmen im Dezember 2025 ab, das Ministerium im Jänner 2026. Der RH erstattete seine Gegenäußerungen im Mai 2026.

Der RH übermittelte das Prüfungsergebnis im Dezember 2025 dem Land Niederösterreich und der Stadt Wien zur Stellungnahme. Beide verzichteten auf eine Stellungnahme.

Stromnetze

Überblick

2 (1) Der österreichische Strommarkt wurde im Oktober 2001 vollständig liberalisiert. Seither sind die wettbewerblichen Bereiche – Erzeugung, Handel und Versorgung – vom natürlichen Monopol des Netzbetriebs organisatorisch getrennt („Unbundling“). Endkunden können ihren Stromlieferanten frei wählen bzw. wechseln, nicht aber den Netzbetreiber. Die Kosten der Netzbetreiber werden von der Regulierungsbehörde bestimmt und über verordnete Netzentgelte von den Endkunden eingehoben.

(2) Strom ist vom Ort seiner Erzeugung bis zum Ort seines Verbrauchs leitungsgebunden. Die in das Stromnetz eingespeiste Energie muss immer dem momentanen Verbrauch entsprechen. Ein Ungleichgewicht von Einspeisung und Entnahme führt zu Abweichungen von der Sollfrequenz (50 Hertz) im Stromnetz und gefährdet die Stabilität des Stromversorgungssystems; dadurch kann es zu Stromausfällen kommen. Regelenergie dient dem Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und der Glättung von Abweichungen.⁶ Als Regelzonenführer war die Austrian Power Grid

⁴ BGBl. I 110/2010 i.d.g.F.

⁵ BGBl. I 91/2025

⁶ zum System des Ausgleichs zwischen Einspeisung und Verbrauch siehe auch den RH-Bericht „Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik“ (Reihe Bund 2020/15, TZ 34)

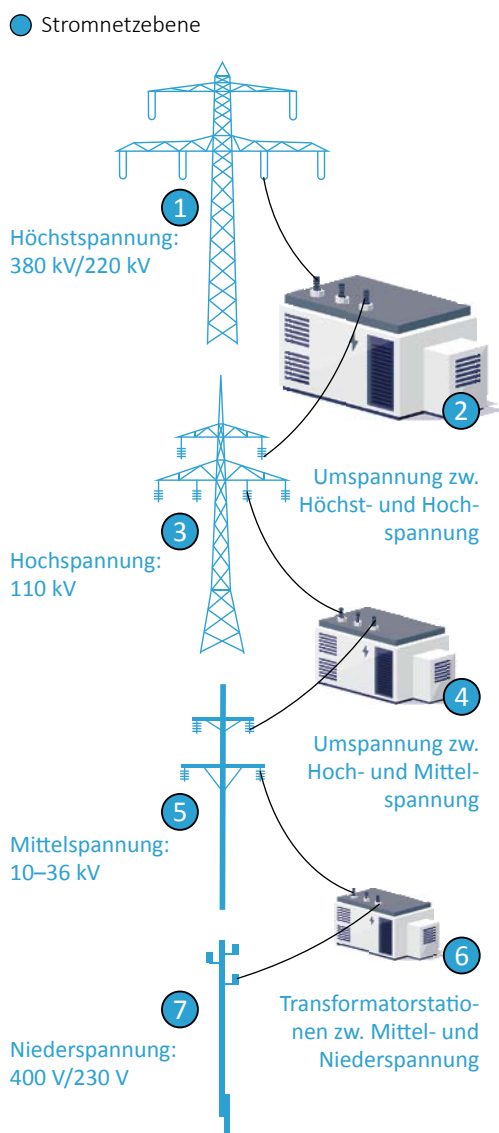
AG (**APG**) dafür verantwortlich, Engpässe im Übertragungsnetz zu ermitteln und entsprechende Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

(3) Das öffentliche Stromnetz zählt zur kritischen Infrastruktur und besteht mit einer Leitungslänge von rd. 273.000 km aus

- dem überregionalen Übertragungsnetz (rd. 7.000 km) für den nationalen Stromtransport und internationalen Stromaustausch; es wird von der APG sowie der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH betrieben und verbindet die Verteilernetze.
- den regionalen und lokalen Verteilernetzen (rd. 266.000 km), die 114 Verteilernetzbetreiber betreiben.

Im Stromnetz gibt es sieben Netzebenen:

Abbildung 1: Ebenen im Stromnetz



Quelle: § 63 EIWOG 2010; Darstellung: RH

Großkraftwerke speisen in das Übertragungsnetz (Höchstspannung) ein. Im darunter liegenden Verteilernetz sind mittelgroße Kraftwerke, z.B. Windparks, sowie große Verbraucher über die Hochspannungsebene angebunden – kleinere Kraftwerke und mittelgroße Verbraucher dagegen über die Mittelspannungsebene. Die Niederspannungsebene dient hauptsächlich der Versorgung der Haushalte und Gewerbekunden; hier sind kleinere Photovoltaik-Anlagen, E-Ladesäulen und Wärmepumpen angeschlossen.

Institutionelle Zuständigkeiten

- 3 Nach dem EIWOG 2010 hatten die Verteilernetzbetreiber das Stromnetz in ihrem Konzessionsgebiet, im Sinne der nationalen und europäischen Klima- und Energieziele, vorausschauend weiterzuentwickeln und auszubauen sowie Engpässe im Netz zu ermitteln bzw. zu vermeiden. Da die Stromnetze ein natürliches Monopol darstellen, unterliegen sie der Regulierung, die den Netzbetreibern gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse auferlegt, z.B. die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Folgende Tabelle zeigt die zuständigen Stellen und ihre Aufgaben im Bereich Stromverteilernetze im Überblick:

Tabelle 1: Stromverteilernetze: Akteure und Aufgaben

Akteure	wesentliche Aufgaben
Ministerium (TZ 7, TZ 14)	<ul style="list-style-type: none"> • strategische Energiepolitik, Legistik Energierecht • Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie: Erstellung und Monitoring
E-Control (Regulierungsbehörde) (TZ 8 bis TZ 13, TZ 15 bis TZ 17)	<ul style="list-style-type: none"> • Regulierung der Stromnetze und regelmäßige Überprüfung der Netzkosten • Festsetzung der Systemnutzungsentgelte für Kunden • Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs für Erzeuger und Kunden • Monitoring- und Überwachungsaufgaben bei Netzversorgungssicherheit und -qualität
Verteilernetzbetreiber (TZ 18 bis TZ 25)	<ul style="list-style-type: none"> • Betrieb und Instandhaltung des Netzes • Ermittlung und Vermeidung von Engpässen • allgemeine Anschlusspflicht aller Erzeuger und Endverbraucher innerhalb des Netzgebiets • vorausschauende Weiterentwicklung der Verteilernetze im Sinne der nationalen und europäischen Klima- und Energieziele • Berücksichtigung von Energieeffizienz-, Nachfragesteuerungsmaßnahmen oder dezentralen Erzeugungsanlagen bei der Netzplanung
Netzbenutzer: Einspeiser (Stromerzeuger) und Endverbraucher (Kunden)	

Quellen: EIWOG 2010; Bundesministeriengesetz 1986; Zusammenstellung: RH

Herausforderungen der Energiewende für die Netze

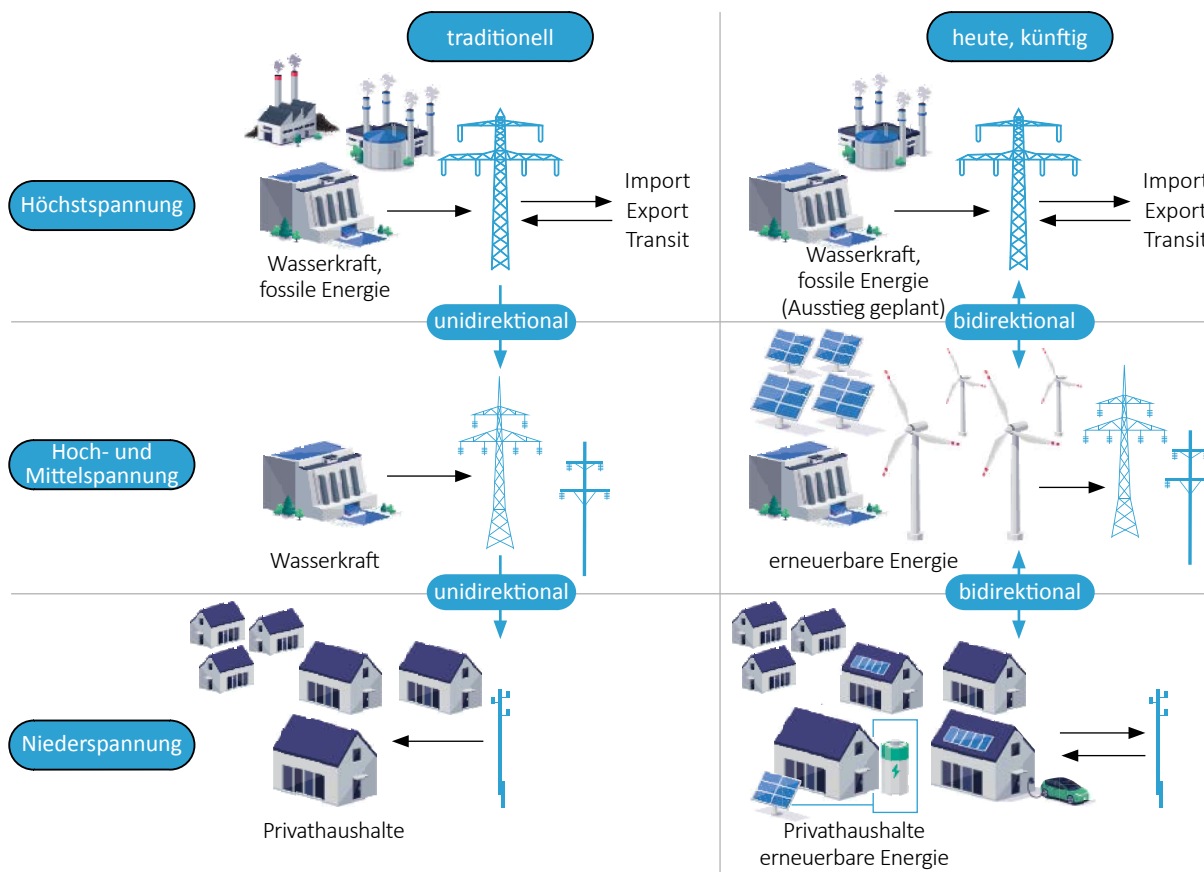
- 4.1 (1) Die Stromnetze wurden in der Vergangenheit als Einbahnstraßen betrieben: Strom floss von zentralen, größeren Kraftwerken im Wege des Übertragungsnetzes in die Verteilernetze und letztlich zu den Betrieben und Haushalten. Diese Kraftwerke befanden sich traditionell vor allem in der Nähe großer Verbraucher, z.B. Ballungszentren und Industrieanlagen. In ländlichen Gebieten war die Infrastruktur der Verteilernetze (Leitungen und Trafostationen) aufgrund des geringeren Stromverbrauchs weniger dicht ausgebaut.

Mit der Energiewende veränderten sich im Stromnetz die Fließrichtung (Lastflussrichtung) und Verbrauchsmuster (Lastprofile):

- Mit dem starken Zuwachs dezentraler Erzeugungsanlagen (Photovoltaik, Wind) wird Strom weniger nach zeitlicher oder örtlicher Nachfrage, sondern abhängig vom Dargebot (d.h. von Wetter und Tageszeit) volatil produziert. An sonnigen, windigen Tagen müssen die Verteilernetze und das Übertragungsnetz regionale Stromüberschüsse zu Verbrauchern oder Pumpspeichern in anderen Regionen oder Nachbarländern abtransportieren.
- Der Strombedarf und -verbrauch steigt durch die zunehmende Elektrifizierung bei Mobilität, Heizung (Wärmepumpen) und Industrieprozessen.
- Kleinanlagen auf Wohnhäusern in ländlichen Regionen (Niederspannungsebene) beanspruchen trotz eines hohen Anteils an Eigenverbrauch auch das öffentliche Netz (Gleichzeitigkeit der Photovoltaik-Erzeugung).
- Nachts, wenn Photovoltaik-Anlagen keinen Strom produzieren, laden viele Haushalte ihr Elektroauto und beziehen dafür Strom aus dem Netz (Ungleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch).

Um den sicheren Netzbetrieb mit ausreichenden Kapazitäten für die gesteigerte Entnahme und Einspeisung zu gewährleisten, werden die Verteilernetze auf die geänderte Fließrichtung umgebaut bzw. verstärkt und ausgebaut. Folgende Abbildung illustriert die Entwicklung der Strominfrastruktur:

Abbildung 2: Umbau der Stromnetzinfrastruktur



Quelle und Darstellung: RH in Anlehnung an Agora Energiewende, Energiewende 2030: The Big Picture (2017) 16

Die veränderten Erzeugungs- und Verbrauchsmuster erhöhen die Anforderungen an die Stromverteilernetze, vor allem auf der Niederspannungsebene.⁷ Um Stromeinspeisung bzw. -entnahme an einzelnen Netzknoten im Gleichgewicht zu halten, sind genauere, zeitnahe Daten für Monitoring, Planung und Steuerung der Netze erforderlich. Die Digitalisierung der Netze und Investitionen in intelligente Netze (Smart Grid) sollen künftig auch Flexibilität in Verbrauch und Erzeugung ermöglichen: Marktteilnehmer (z.B. Lieferanten, Speicherbetreiber, Aggregatoren, aktive Kunden) können auf die jeweils aktuelle Netzsituation reagieren und ihre Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein Preis- oder Steuersignal des Netzbetreibers verändern;

⁷ z.B. RH-Bericht „Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“ (Reihe Bund 2024/15, TZ 2)

dies etwa durch temporäres Verschieben oder Senken der Einspeisung bzw. des Strombezugs (Laststeuerung).

(2) Die Verteilernetzbetreiber mussten gewährleisten, dass neu angeschlossene Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten den sicheren Netzbetrieb nicht beeinträchtigten. Um die allgemeine Anschlusspflicht gemäß ElWOG 2010 zu erfüllen, mussten sie schon bisher das Netz optimieren und ausbauen bzw. verstärken. Dabei sollten sie nach dem NOVA-Prinzip⁸ vorgehen, um einen wirtschaftlichen Mitteleinsatz zu erzielen. Daher sollten zunächst die bereits vorhandenen Netzkapazitäten optimiert werden, bevor netzverstärkende Maßnahmen und letztlich Neuausbauten erfolgen:

Tabelle 2: Netzausbauplanung nach dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzausbau)

Maßnahme (mögliche Wirkung)	Beispiele
Netzoptimierung kostendämpfend, im Vergleich zum Netzausbau rascher umsetzbar	<ul style="list-style-type: none"> • netztopologische Maßnahmen, z.B. Schaltzustand • Nutzung von Flexibilitätspotenzialen, z.B. Beschränkung der Einspeisespitzen von Photovoltaik-Anlagen (Spitzenkappung), zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs einer Ladesäule (Laststeuerung) aufgrund von Marktsignalen • intelligente Netzsteuerungsmaßnahmen – Netz-Digitalisierung, z.B. Smart Meter und Smart-Grid-Lösungen mit Kommunikations-, Steuer- und Regeltechnik sowie IT-Komponenten, Überwachungs- und Steuerungseinrichtungen zum Monitoring von Lastflüssen
Netzverstärkung kapitalintensiv, mittel- bis langfristig	u.a. Parallelleitung und Querschnittsverstärkung, Austausch von Trafostationen oder Erneuerung von Umspannwerken
Netzausbau kapitalintensiv, zeitaufwändig, mittel- bis langfristig	u.a. zusätzliche Umspannwerke und Trafostationen, Erweiterung der Netze (Erdkabel, Freileitungen)

Quelle: E-Control; Zusammenstellung: RH

Für einzelne netzoptimierende Maßnahmen, z.B. zur Nutzung von Smart-Meter-Verbrauchsdaten für technische Analysen und von Flexibilitätspotenzialen für die temporäre Lastverschiebung oder -verringerung, fehlten den Netzbetreibern die rechtlichen Voraussetzungen (**TZ 7**). Auch standen die benötigten Technologien, Prozesse und Daten für den flächendeckenden Echtbetrieb nicht verlässlich zur Verfügung. Vielfach sammelten die Netzbetreiber erst Erfahrungen in Teststellungen und Pilotprojekten (**TZ 23**).

- 4.2 Der RH hielt fest, dass die Verteilernetze traditionell nicht auf die dezentrale, dargebotsabhängige und daher volatile Stromeinspeisung vieler Anlagen ausgelegt waren. Der Erneuerbaren-Ausbau, die veränderten Verbrauchsmuster, der wachsende Strombedarf für Mobilität und Wärme bzw. Kühlung und die Vielzahl der Akteure erhöhten die Komplexität. Dies erforderte eine Anpassung und Digitalisierung der

⁸ Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzausbau

Netzinfrastruktur, um die Nutzung vorhandener Kapazitäten zu optimieren, Kapazitätsengpässe zu vermeiden und den stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Netzoptimierende Maßnahmen dienen einem kosteneffizienten Netzbetrieb; allerdings schränkten weiterhin rechtliche und technische Hürden die Anwendung einzelner Maßnahmen ein, beispielsweise die intelligente Laststeuerung sowie die Nutzung von Smart-Meter-Messdaten.

Der RH wies darauf hin, dass die historisch gewachsenen Rahmenbedingungen für Verteilernetze auf ein statisch betriebenes Stromnetz mit Einspeisung aus zentralen Kraftwerken abstellten, den strukturell veränderten Anforderungen des aktuellen Stromsystems jedoch nicht mehr entsprachen; diese veränderten Anforderungen waren u.a.:

- geänderte Lastflussrichtung durch die dezentrale Stromerzeugung,
- regional ungleich verteilter Erneuerbaren-Ausbau und Netzausbaubedarf mit erheblichen Investitionen (TZ 5) sowie
- neue Akteure, die ihren Stromverbrauch flexibilisieren können, etwa Haushalte mit Photovoltaik-Anlage, Batteriespeicher oder Wärmepumpe, die die Netzinfrastruktur dennoch zeitweise beanspruchen (Prosumer).

Um die nachhaltige, sichere und leistbare Stromversorgung im Sinne des energiepolitischen Zieldreiecks weiterhin zu gewährleisten, erachtete der RH daher grundlegende Anpassungen für notwendig, vor allem im Hinblick auf

- die strategische Gesamtsteuerung der Transformation der Stromnetze (TZ 14),
- ein für die energiepolitische Steuerung relevantes Monitoring der Versorgungssicherheit und Netzentwicklung, das die Zielsteuerung unterstützt, indem es Handlungsbedarf frühzeitig aufzeigt (TZ 15, TZ 16),
- modernisierte Rechtsgrundlagen für einen kosteneffizienten Netzbetrieb (TZ 7),
- regulatorische Anreize für die Netzbetreiber für ein angemessenes Investitionsniveau (TZ 8, TZ 9) und
- verursachergerechte, anreizkompatible Entgelte, die ein netzdienliches Verhalten sowie Flexibilität der Nutzer belohnen (TZ 10 bis TZ 12).

- 4.3 Das Ministerium teilte in seiner Stellungnahme mit, dass die Transformation der Stromverteilernetze ein wichtiges energiepolitisches Großvorhaben sei, das ein Zusammenwirken mehrerer Akteure sowie eine Anpassung des Rechtsrahmens erfordere. Das EIWG vom Dezember 2025 stelle eine rechtliche Grundlage für die Transformation dar; der darin vorgezeichnete Weg müsse durch weitere Verordnungen und Maßnahmen beschritten werden, vor allem vonseiten der Regulierungsbehörde E-Control.

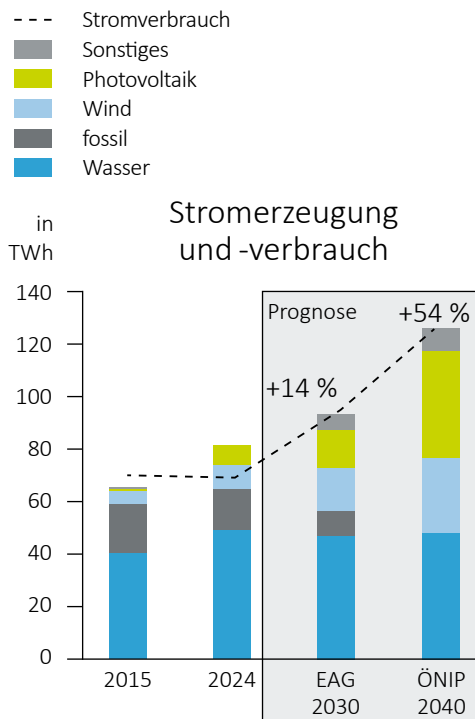
Eine weitergehende Anpassung des bestehenden Rechtsrahmens werde erfolgen, insbesondere eine Novelle des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (**EAG**)⁹. Das EAG-Fördersystem habe laut einer Evaluierung (**TZ 5**) wesentliche Ausbauimpulse gesetzt und in den letzten Jahren zu einer sehr dynamischen Entwicklung, vor allem im Strombereich, beigetragen. Im Lichte veränderter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen sowie europäischer und politischer Vorgaben werde das Fördersystem laufend weiterentwickelt. Mögliche Anpassungen, etwa zur Fördereffizienzsteigerung und Systemkostenreduktion, würden strukturiert, schrittweise und unter Wahrung der Investitionssicherheit geprüft und erarbeitet.

4.4 Der RH verwies auf seine Gegenäußerung in **TZ 6**.

Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch

5.1 (1) Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch, die Mengenziele für den Erneuerbaren-Ausbau und Prognosen zum Stromverbrauch bis 2040:

Abbildung 3: Stromerzeugung und -verbrauch (2015, 2024) und Prognose (2030, 2040)



EAG = Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
 ÖNIP = integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan

Quelle: E-Control; Darstellung: RH

⁹ BGBl. I 150/2021 i.d.g.F.

Nachdem der Stromverbrauch zuvor langfristig zugenommen hatte, sank er von 2015 bis 2024 um 0,5 %. Gründe für den Rückgang waren insbesondere Energieeffizienzmaßnahmen, die rückläufige Wirtschaftsleistung (ab 2020 infolge der COVID-19-Pandemie) sowie hohe Strompreise (ab 2022 wegen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine). Laut den Annahmen des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (**ÖNIP**) des Ministeriums (TZ 6) soll der Stromverbrauch bis 2040 stark steigen, weil Verkehr, Wärmeerzeugung und Industrieprozesse zunehmend elektrifiziert werden. Dieser Strombedarf erfordert einen zusätzlichen Erneuerbaren-Ausbau.

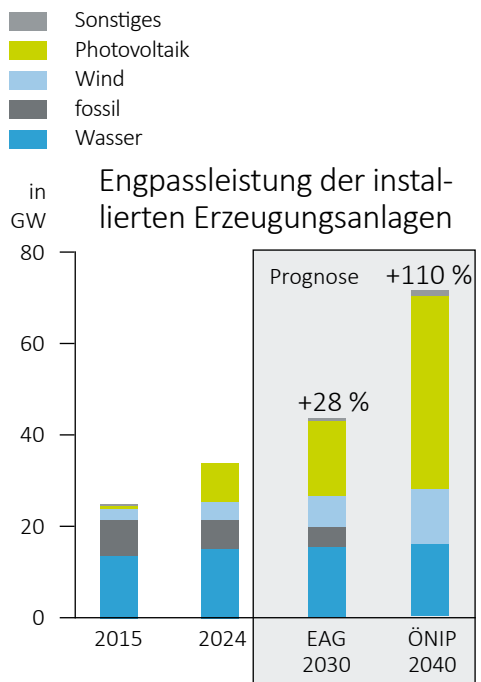
Die Stromerzeugung stieg von 2015 bis 2024 um 26 % auf 81,9 TWh an; der Großteil der erzeugten Menge entfiel auf die Wasserkraft. Während der Anteil der fossilen Erzeugung um zehn Prozentpunkte sank, nahm der Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern von 71 % auf 81 % zu. Bis 2040 soll Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern stammen. Die erzeugten Mengen sollen von 2024 bis 2040 um 54 % steigen, vor allem durch den stärkeren Ausbau von Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen.

(2) Die Mengenziele stellten auf die Erzeugungsmenge in TWh ab. Die maximal mögliche Erzeugung wird durch die installierte Leistung je Anlage sowie die jährlichen Volllaststunden je Technologie bestimmt. Im Vergleich zur fossilen, grundlastfähigen Stromerzeugung ist die erneuerbare Erzeugung dargebotsabhängig und geht mit hoher Volatilität sowie geringeren Volllaststunden¹⁰ einher; beispielsweise ist mehr als doppelt so viel installierte Windkraft- und viermal so viel Photovoltaik-Anlagenleistung erforderlich, um die jährliche Energiemenge eines Gaskraftwerks zu erzeugen.

¹⁰ Maß für den Nutzungsgrad eines Kraftwerks: Quotient aus jährlicher Stromerzeugung dividiert durch die Engpassleistung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Die Volllaststunden unterscheiden sich je nach Erzeugungsform: Photovoltaik rd. 1.000 h, Windkraft rd. 2.500 h, Wasserkraft 4.000 h bis 5.000 h, Gaskraftwerke 3.000 h bis 5.000 h (nach Bedarf).

Um die Ziele des EAG erreichen zu können, muss die installierte Leistung von 2024 bis 2030 um fast ein Drittel steigen; um auch das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 erreichen zu können, muss die installierte Leistung mehr als verdoppelt werden:

Abbildung 4: Engpassleistung der installierten Erzeugungsanlagen (2015, 2024) und Prognose (2030, 2040)



EAG = Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
 ÖNIP = integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan

Quelle: E-Control; Darstellung: RH

Die Leistung der installierten Anlagen bestimmt den Umfang des Netzausbaus, weil die Netzbetreiber das Netz gemäß ElWOG 2010 auf die Engpassleistung der angeschlossenen Anlagen auszulegen hatten. Da die Engpassleistung bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen allerdings nur an wenigen Stunden des Jahres erreicht wurde, konnte dies in den Stromverteilernetzen zu einem kapitalintensiven Netzausbau und zumindest vorübergehend ungenutzten Netzkapazitäten führen. Als Abhilfe sah der Begutachtungsentwurf für das neue ElWG vom Juli 2025 vor, dass Netzbetreiber die Spitzenleistung von Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen auch dauerhaft beschränken dürfen, um mit der bestehenden Netzinfrastruktur zusätzliche Anlagen anschließen zu können (Spitzenkappung, TZ 7).

(3) Der Großteil des Anlagenausbaus entfiel auf Photovoltaik und Windkraft. Folgende Tabelle stellt die Verteilung der installierten Leistung nach Ländern dar:

Tabelle 3: Installierte Windkraft- und Photovoltaik-Anlagenleistung nach Ländern, Stand Ende 2023

Land	Windkraft-Anlagen	Photovoltaik-Anlagen
	installierte Leistung in %	
Burgenland	36	5
Kärnten	1	7
Niederösterreich	54	26
Oberösterreich	1	24
Salzburg	<0,1	5
Steiermark	7	19
Tirol	<0,1	6
Vorarlberg	<0,1	4
Wien	0,2	3
Summe	100	100

Rundungsdifferenzen möglich

Quelle: EAG-Monitoringbericht der E-Control; Berechnung: RH

Die regionalen Unterschiede im Anlagenausbau – und dementsprechend in der Stromerzeugung – waren vor allem eine Folge der Auswahl der günstigsten Standorte (windige, sonnige Regionen), landespolitischer Entscheidungen über Flächenzonierungen¹¹ für Windkraft- und Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen sowie zusätzlicher Fördermaßnahmen. Die Verfügbarkeit von Netzkapazitäten spielte dagegen kaum eine Rolle. Im Jahr 2023 entfielen rd. 90 % der österreichweit installierten Windkraft-Leistung auf das Burgenland und Niederösterreich. Die Photovoltaik-Leistung konzentrierte sich zu 69 % auf Niederösterreich, Oberösterreich und die Steiermark. Wien hatte jeweils geringe Anteile an der österreichweit installierten Leistung, wobei dies bei Windkraft auf begrenzte Freiflächen zurückzuführen war.

Laut einer Erhebung der E-Control¹² bei 60 Verteilernetzbetreibern konzentrierte sich der Bestand der rd. 470.000 Photovoltaik-Anlagen auf eine geringe Anlagenleistung bis 20 kW (89 %), z.B. dezentrale Auf-Dach-Anlagen, die 724 Windkraft-Anlagen hatten dagegen hohe Leistungsklassen ab 1 MW (79 %).

¹¹ RH-Bericht „Flächen für Strom aus erneuerbaren Energieträgern“ (Reihe Bund 2025/7, TZ 14 bis TZ 17): Die Niederösterreichische Landesregierung verordnete rechtsverbindliche Zonierungen für Freiflächen-Photovoltaik und Windkraft, während in Oberösterreich restriktive Kriterien die Genehmigung neuer Windkraft-Anlagen auf annähernd der gesamten Landesfläche ausschlossen.

¹² Jahresbericht 2025, Erhebung Netzanschluss der E-Control, Berichtsjahr 2024, Stand 3. März 2025

- 5.2 Der RH hielt fest, dass die Stromerzeugung in Österreich von 2015 bis 2024 um 26 % zunahm und zu 81 % aus erneuerbaren Energien gedeckt wurde. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft erfordert einen starken Ausbau der installierten Leistung, weil diese Erzeugungsanlagen geringere Produktionsstunden als andere Erzeugungsformen aufweisen. Die Produktionsstunden hängen vom jeweils eingeschränkten, täglich und auch jahreszeitlich schwankenden Dargebot an Wind und Sonne ab.

Der RH wies darauf hin, dass die zur Zeit der Gebarungsüberprüfung geltende Rechtslage gemäß ElWOG 2010 für den Netzbetrieb noch auf eine relativ stabile Einspeisung von Strom aus zentralen Großkraftwerken abstellte, die ihre Erzeugung zudem an die Nachfrage anpassen können. Die Verteilernetzbetreiber hatten die Netze unter den gesetzlichen Rahmenbedingungen weiterhin auf die höchstmögliche Engpassleistung auszubauen, obwohl diese bei den volatilen, witterungs- und tageszeitabhängigen Erzeugungsanlagen nur an wenigen Stunden des Tages erreicht wird. Der RH hielt kritisch fest, dass dies zu kapitalintensiven, vermeidbaren Investitionen in die Netzinfrastruktur führen konnte, und verwies auf seine Ausführungen und Empfehlung zur Umsetzung modernisierter, an die Anforderungen des aktuellen Stromsystems angepasster Rechtsgrundlagen (TZ 7).

Er merkte weiters an, dass der Ausbau der Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen dezentral und regional sehr ungleich verteilt erfolgte und vor allem von Standortentscheidungen der Anlagenbetreiber sowie den Flächen-Zonierungen der Länder abhängig war, hingegen weniger von vorhandenen Netzkapazitäten oder deren Auslastung. Bei Windkraft waren die Verteilernetze im Burgenland und in Niederösterreich deutlich stärker gefordert, die Integration erneuerbarer Stromproduktion in die Netze zu bewältigen, als jene in den westlichen Ländern und in Wien.

Der RH verwies auf seine Ausführungen und Empfehlung an das Ministerium zur verstärkten Koordination der Transformation des Stromnetzes in TZ 14.

Umsetzung des Erneuerbaren-Ausbau

- 6.1 (1) Österreich strebt an, bis 2030 100 % des Strombedarfs (national, bilanziell) aus erneuerbaren Energien zu decken.¹³ Um dies zu erreichen, sollte die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen vom Ausgangswert 54 TWh (2020) bis 2030 um 27 TWh steigen. Zu diesem Zweck steht für den Erneuerbaren-Ausbau jährlich maximal 1 Mrd. EUR an Fördermitteln zur Verfügung, z.B. Investitionszuschüsse und Marktprämien. Diese werden nicht aus Budgetmitteln finanziert, sondern von den Endverbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Industrie) mit den Netzentgelten eingehoben. Zudem bestehen steuerliche Begünstigungen.

Der rechnerisch ermittelte Zielpfad von 10,80 TWh bis 2024 wurde nahezu erreicht; der Zuwachs bis 2024 betrug 10,79 TWh, davon entfiel der Großteil auf die Photovoltaik:

Tabelle 4: Umsetzung der Ausbauziele gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, Stand 2024

	Photovoltaik	Wind	Wasserkraft	Biomasse	Summe
	zusätzliche Erzeugung in TWh				
Ziele laut Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz bis 2030	11,00	10,00	5,00	1,00	27,00
Ziele laut Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz bis 2024, linear verteilt	4,40	4,00	2,00	0,40	10,80
zusätzliche Stromerzeugung bis 2024 (Basis = 2020)	5,78	2,47	2,63	-0,09	10,79
Abweichung	1,38	-1,53	0,63	-0,49	-0,01

Quelle: E-Control; Zusammenstellung: RH

Die jährliche Erzeugung aus Windkraft verzeichnete bis 2024 einen deutlichen Rückstand und verfehlte das rechnerisch ermittelte Mengenziel um 38 %. Die Wasserkraft schwankte witterungsbedingt stark und sank von 2020 bis 2023 um 0,88 TWh anstatt zu steigen; erst das außergewöhnlich hohe Wasserdargebot im Jahr 2024 führte zum Anstieg von 2020 bis 2024 um 2,63 TWh. Die Stromerzeugung aus Biomasse ging im Vergleich zum Jahr 2020 leicht zurück.

Im Jahr 2024 lag der Anteil des aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Stroms am Gesamtstromverbrauch bei 95 % und stieg gegenüber dem Ausgangsjahr 2020 um 17 Prozentpunkte.

- (2) Die EAG-Evaluierung¹⁴ durch das Ministerium vom Dezember 2024 wies auf Risiken für die Zielerreichung bei Wasser- und Windkraft hin, u.a. wegen langwieriger Genehmigungsverfahren, ausständiger Gesetzesnovellen (EIWG, Erneuerbaren-

¹³ Ziel gemäß § 4 EAG

¹⁴ EAG-Evaluierungsbericht 2024 des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie vom 17. Dezember 2024

Ausbau-Beschleunigungsgesetz¹⁵), der fehlenden Zonierung von Windkraft-Flächen in einzelnen Ländern¹⁶ sowie wegen begrenzter Kapazitäten in den Umspannwerken des Übertragungsnetzes.

Die EAG-Evaluierung zeigte auch Schwächen in der Ausgestaltung der Förderungen für Photovoltaik- und Speichieranlagen auf. Sie würden nur schwache Anreize für ein netzdienliches Verhalten der Anlagenbetreiber bieten:

- Die Haushalte würden ihre Speicher überwiegend zur Optimierung ihres Eigenverbrauchs nutzen, könnten jedoch in Spitzenzeiten (hoher Strombedarf oder hohe Stromerzeugung) das Netz entlasten. Dieser potenziell hohe systemische Nutzen komme jedoch trotz hoher Förderkosten nicht zur Wirkung. Die Evaluierung empfahl daher, die Speicherförderung an ein netzdienliches Verhalten zu knüpfen.
- Auch für eine flexible markt- und netzdienliche Betriebsweise der Photovoltaik-Anlagen fehlten geeignete Anreize, etwa variable Marktprämien und Zuschläge, die eine flexible Leistungsrosselung – vor allem um die Mittagszeit – belohnen, weil dies zur Netzentlastung beitrage.¹⁷

(3) Der RH hatte bereits im Bericht „Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik“ aufgezeigt, dass der Erneuerbaren-Ausbau rascher erfolgte als die notwendige, jedoch langwierige und kapitalintensive Anpassung der Netzinfrastruktur.¹⁸ Das Ministerium veröffentlichte 2024 den ÖNIP, u.a. um den zukünftigen Transportbedarf zu identifizieren und den Erneuerbaren-Ausbau mit dem Ausbau der Gas- und Strominfrastruktur zu koordinieren. Es ging von einem deutlich höheren Erneuerbaren-Ausbaubedarf aus als das EAG – 39 TWh statt 27 TWh –, um den steigenden Strombedarf bis 2030 zu decken und die Klimaneutralität bis 2040 zu erreichen (TZ 5).

Im Fokus des ÖNIP standen insbesondere das Übertragungsnetz für Strom sowie das Fernleitungsnetz für Gas.¹⁹ Für das Stromübertragungsnetz war u.a. die Verbindung von den Laufwasserkraftwerken, Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen im Nordosten mit den Pumpspeicherkraftwerken im Westen und Süden Österreichs wesentlich. Bis 2034 plante der Übertragungsnetzbetreiber APG Investitionen von 9 Mrd. EUR.

¹⁵ 43/ME 28. GP

¹⁶ siehe auch RH-Bericht „Flächen für Strom aus erneuerbaren Energieträgern“ (Reihe Bund 2025/7, TZ 14 bis TZ 17)

¹⁷ Bisher wurde jede nicht selbst verbrauchte Kilowattstunde aus Photovoltaik-Anlagen unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung mit einem fixen Einspeisetarif vergütet, etwa auch bei negativen Preisen im Stromgroßhandel.

¹⁸ Reihe Bund 2020/15, TZ 43

¹⁹ Darüber hinaus veröffentlichten einzelne Verteilernetzbetreiber 2024 ihre Netzentwicklungspläne (TZ 21).

(4) Der langfristige Investitionsbedarf bis 2030 in den Verteilernetzen wurde je nach Szenario und Ausgangsjahr mit 13 Mrd. EUR (E-Control, 2023) bzw. 24 Mrd. EUR (Österreichs Energie, 2024)²⁰ beziffert. Damit würden sich die durchschnittlichen jährlichen Investitionen gegenüber dem Zeitraum 2010 bis 2020 nominal weit mehr als verdoppeln bzw. verdreifachen.²¹

(5) Mit den wachsenden Mengen an volatiler Stromeinspeisung erhöhte sich auch die Häufigkeit von Eingriffen zur Vermeidung von Netzüberlastungen. Die Kosten²² für die APG stiegen von rd. 22 Mio. EUR (2016) auf rd. 84 Mio. EUR (2024) an und waren letztlich von den Endkunden zu tragen.

- 6.2 Der RH hielt fest, dass der Erneuerbaren-Ausbau in einem Spannungsverhältnis zum langwierigen und kapitalintensiveren Netzausbau steht, weil er rascher voranschritt als die erforderliche Anpassung der Netzinfrastruktur. Nach Ansicht des RH stellte die volatile, auch jahreszeitlich und regional stark schwankende, erneuerbare Stromerzeugung ohne Entwicklung und Ausbau geeigneter Speicher und Transportkapazitäten im Hinblick auf die EAG-Zielerreichung bis 2030 eine erhebliche Unsicherheit dar. Dies galt auch für die Stabilität des Netzbetriebs, wie die steigenden Kosten für das Engpassmanagement verdeutlichten.

Der RH merkte weiters an, dass das Ministerium im ÖNIP den Erneuerbaren-Ausbau-Bedarf bis 2030 auf 39 TWh schätzte. Allerdings war bereits die Erreichung der Ausbauziele nach dem EAG von 27 TWh nicht gesichert, u.a. aufgrund fehlender Zonierungen von Windkraft-Flächen. Nach Ansicht des RH konnte ein forcierter Anlagenausbau das Problem fehlender Netzkapazitäten weiter vergrößern. Da zu jedem Zeitpunkt ein stabiles Gesamtsystem vorliegen muss, kann der Anlagenausbau zu mehr netz- und systemstabilisierenden Eingriffen führen, die wiederum mit Kosten für die Endverbraucher einhergehen.

Weiters hielt der RH fest, dass die EAG-Evaluierung 2024 des Ministeriums unerwünschte Wirkungen der Anlagenförderung aufzeigte. Diese ermöglichte, dass die geförderten Speicher- und Erzeugungsanlagen vorrangig eigenoptimiert betrieben werden und gleichzeitig die Netze belasten. Ein nicht netzdienlicher Anlagenbetrieb, z.B. hohe Gleichzeitigkeit bei der Einspeisung bzw. beim Strombezug, führt zu Lastspitzen, die einen – andernfalls ganz oder teilweise verzichtbaren – kapitalintensiven Netzausbau erfordern können. Der RH hatte bereits in seinem Bericht „Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik“ auf diese Schwachstellen des

²⁰ Österreichs Energie war die Branchenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft; frontier economics/AIT, Abschlussbericht Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie „Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“ (Jänner 2024)

²¹ Bis 2040 erwartete Österreichs Energie Investitionen von 44 Mrd. EUR.

²² <https://www.apg.at/infografiken/#category=211> (abgerufen am 23. April 2025)

Fördersystems hingewiesen, u.a. auf fehlende wirtschaftliche Anreize für Ökostromerzeuger zu einem systemstabilisierenden, netzdienlichen Verhalten.

Er empfahl dem Ministerium, beim Erneuerbaren-Ausbau gleichzeitig stets den daraus resultierenden Anpassungsbedarf im Stromnetz sowie die erforderliche Synchronisierung zu berücksichtigen. Überdies wäre das Erneuerbaren-Fördersystem netz- und systemdienlich zu gestalten, um einen kosteneffizienten sowie stabilen, sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Dabei wären auch Vorschläge der EAG-Evaluierung 2024 zur Nutzung von Flexibilitäten aufzugreifen, z.B. die netzdienliche Speicherförderung und zeitlich flexible Einspeisevergütungen.

Schließlich wies der RH darauf hin, dass die Endkunden für den geförderten Ausbau von Erzeugungsanlagen, die Anpassung der Netzinfrastruktur sowie den Erhalt der System- und Netzstabilität eines nicht synchron verlaufenden Systemumbaus erhebliche Mehrkosten zu tragen hatten. Er verwies auf seine Ausführungen und Empfehlungen zur Systematik der Netzentgelte (TZ 11 und TZ 12) und zur Schaffung von Transparenz über die Kosten des Erneuerbaren-Ausbaus (TZ 14).

- 6.3 Das Ministerium teilte in seiner Stellungnahme mit, dass das EAG als Förder- und Ausbauinstrument für erneuerbaren Strom und erneuerbare Gase konzipiert sei und damit keine unmittelbare Steuerungsfunktion für den Ausbau der Stromnetze habe. Der Ausbau erneuerbarer Erzeugung stehe laut EAG-Evaluierungsbericht in enger Wechselwirkung mit Netz- und Systemanforderungen; der Erfolg des EAG hänge maßgeblich von anderen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab, darunter dem Elektrizitätsrecht, Netzentwicklungsprozessen sowie flankierenden Gesetzesvorhaben, wie dem Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG).

Vor diesem Hintergrund verstehe das Ministerium die systemdienliche Ausgestaltung des Fördersystems nicht als direkte Netzausbau-Steuerung durch das EAG, sondern als übergeordneten Gestaltungsanspruch, der im Rahmen der Förderlogik schrittweise berücksichtigt werden könne. Marktnahe Elemente des EAG – etwa Marktprämien, Ausschreibungen und Regelungen zu negativen Strompreisen – seien grundsätzlich geeignet, die Markt- und Systemintegration zu stärken, ohne die klare Aufgabentrennung zwischen Erzeugungsförderung und Netzregulierung aufzulösen.

6.4 Der RH erwiderte dem Ministerium, dass das über Jahrzehnte vom Markt entkoppelte Fördersystem²³, etwa mit fixen Einspeise-Vergütungen trotz negativer Strompreise im Großhandel, Erzeugern keine Anreize für ein marktorientiertes sowie system- und netzdienliches Verhalten bot und mit vermeidbaren Kosten für Maßnahmen zur Netzstabilisierung einherging bzw. Netzausbau erforderte. Insofern erachtete der RH eine rasche, systematische Koordination von Erzeugungsförderung und Anpassung der Stromnetze als notwendig, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen.

Der RH blieb bei seiner Empfehlung, beim Erneuerbaren-Ausbau gleichzeitig stets auch die Transformation der Stromnetze sowie die Synchronisierung von Erzeugung und Netz zu berücksichtigen und das Erneuerbaren-Fördersystem netz- und systemdienlich zu gestalten.

Rahmenbedingungen für Verteilernetzbetreiber

Rechtlicher Rahmen – EU und national

7.1 (1) Die EU strebt das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 an. Im Jahr 2019 wurde das vierte EU-Energierechtspaket (Clean Energy Package) mit Zielvorgaben bis 2030 zur Treibhausgasreduktion, zum Ausbau Erneuerbarer Energie und zur Steigerung der Energieeffizienz verabschiedet. Mit der Richtlinie (EU) 2019/944 (in der Folge: **Elektrizitätsbinnenmarktlinie**) sollten u.a. die dafür erforderlichen Strommärkte geschaffen werden. Sie sah wesentliche Bestimmungen für Verteilernetzbetreiber vor, u.a.

- die Öffnung des Strommarkts für alle Endverbraucher; sie können an Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften teilnehmen und Zugang zur Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität erhalten, z.B. aus Photovoltaik-Anlagen;
- die Inanspruchnahme von Flexibilitätsleistungen; dies sollte einen kapitalintensiven, nicht zwingend erforderlichen Netzausbau vermeiden;
- die Erstellung von Netzentwicklungsplänen mit den in den nächsten fünf bis zehn Jahren geplanten Investitionen, um u.a. Transparenz und Vorhersehbarkeit der geplanten Netzerweiterung und -modernisierung zu stärken.

²³ Der RH hatte die Schwachstellen des Fördersystems in seinem Bericht „Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik“ (Reihe Bund 2020/15, TZ 7 ff., TZ 44) kritisiert. Er hatte u.a. festgestellt, dass Österreich die – auf EU-Ebene schon ab 2014 vorgezeichnete und bis Mitte 2021 umzusetzende – Neuausrichtung des Fördersystems erst spät, mit dem EAG aus 2021, vornahm. Nach Ansicht des RH hätte eine raschere Anpassung dazu beigetragen, die externen Kosten eines vom Markt weitgehend entkoppelten Fördersystems zu verringern.

Weiters hatte der RH am Beispiel des Windparks Pretul u.a. aufgezeigt, dass im Kontext der Ökostromförderung Anlagen an einem guten Standort – aufgrund des fixierten Einspeisetarifs – innerhalb von 13 Jahren eine Verzinsung von 11 % erwirtschaften konnten; siehe RH-Bericht „Windpark Pretul GmbH“ (Reihe Bund 2020/27, TZ 6).

Die Mitgliedstaaten hatten die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie bis Ende Dezember 2020 in nationales Recht umzusetzen. Österreich setzte die nationalen Rechtsakte bis Ende 2024 zum Teil um, vor allem

- mit Novellen zum EIWOG 2010 und Ökostromgesetz²⁴ sowie
- mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket von 2021²⁵.

Dem Ministerium zufolge trugen u.a. die COVID-19-Pandemie und die Energiekrise infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine zu dem Zeitverzug bei. Vor allem die Energiekrise habe die Personalressourcen des Ressorts im Energiebereich außerordentlich stark beansprucht. Ein ressortinterner Entwurf für das EIWG lag im Mai 2023 vor und ging im Jänner 2024 in Begutachtung. Nach diesem ersten Begutachtungsverfahren wurde der Ministerialentwurf mehrfach überarbeitet und im Juli 2025 erneut zur Begutachtung vorgelegt.

Im Februar 2021 leitete die Europäische Kommission gegen Österreich wegen Nichtumsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie ein Vertragsverletzungsverfahren ein.²⁶ Laut Ministerium drohten Strafzahlungen von mindestens 13,42 Mio. EUR (Stand 31. Dezember 2024).

(2) Im November 2023 legte die Europäische Kommission einen Aktionsplan²⁷ für Stromnetze vor. Dieser zielte darauf ab, die europäischen Stromnetze zu modernisieren, auszubauen, besser miteinander zu verbinden sowie zu digitalisieren, um sie effizienter und widerstandsfähiger zu machen und den Netzausbau zu beschleunigen. Sie erachtete dafür u.a. die langfristige Netzplanung, regulatorische Anreize für eine bessere Netznutzung, z.B. zur Einführung intelligenter Netze, und beschleunigte Genehmigungsverfahren für Infrastrukturvorhaben als notwendig.

(3) Das EIWG sollte die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie vollständig umsetzen, den Rechtsrahmen an das veränderte Energiesystem anpassen und damit das Energierecht modernisieren. Den Verteilernetzbetreibern sollte u.a. ermöglicht werden:

- die kosteneffiziente Integration der dezentralen Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Anlagen in die Netze und die Integration der neuen Lasten, vor allem aus der Elektrifizierung von Mobilität und Wärme, sowie
- die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen bei der Einspeisung und der Entnahme von Strom aus dem Netz.

²⁴ BGBl. I 75/2011 i.d.g.F.

²⁵ BGBl. I 150/2021

²⁶ Vertragsverletzungsverfahren Nr. 2021/0005, COM: C(2023) 2043

²⁷ „Stromnetze, das fehlende Bindeglied – Ein EU-Aktionsplan für Stromnetze“, COM(2023) 757 final, 28. November 2023

Der Begutachtungsentwurf zum ElWG vom Juli 2025 enthielt u.a. folgende Maßnahmen zur Netzoptimierung:

Tabelle 5: Beispiele für Maßnahmen zur Netzoptimierung gemäß Begutachtungsentwurf zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz vom Juli 2025

Maßnahme	Beschreibung
Spitzenkappung für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen	Eine dauerhafte, jedoch geringfügige Begrenzung der Stromeinspeisung von Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen ins Verteilernetz soll künftig zulässig sein, um bestehende Netzkapazitäten besser zu nutzen.
flexibler Netzzugang für Einspeiser	Verteilernetzbetreiber können mit Anlagenbetreibern vereinbaren, die maximale Leistung von Erzeugungsanlagen für einen bestimmten Zeitraum zu begrenzen und somit noch vorhandene Netzkapazitäten auszulasten; dies soll Anlagen schneller ans Netz bringen.
Nutzung der Flexibilitäts-potenziale von Erzeugung, Last und Speicherung	Bei der Netzplanung müssen Verteilernetzbetreiber auch Flexibilitätsleistungen als mögliche Alternative zum Ausbau berücksichtigen. So können z.B. Industriebetriebe den Netzbetreibern anbieten, ihre Anlagen gegen Entgelt vorübergehend zu drosseln oder Verbrauchsspitzen zeitlich zu verschieben; Aggregatoren können Flexibilitätsoptionen von Kleinproduzenten und Kleinanlagen bündeln und an Netzbetreiber verkaufen.
Verwendung der Smart-Meter-Daten	Verteilernetzbetreiber sollen viertelstündliche Smart-Meter-Messwerte für den Netzbetrieb nutzen. Sie könnten laufend genauere Informationen über die Netzsituation gewinnen und diese für eine zeitnahe Steuerung sowie verbesserte Planungen und Prognosen nutzen, z.B. für die bedarfsgerechte Planung des Netzausbaus.
witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb	Freileitungen können witterungsabhängig betrieben werden, wodurch die vorhandene Netzinfrastruktur wesentlich effizienter genutzt werden kann.

Quelle: Ministerium; Zusammenstellung: RH

Ohne gesetzliche Regelung für Flexibilitätsmaßnahmen fallen gesamtwirtschaftlich grundsätzlich vermeidbare Mehrbelastungen an, vor allem bei

- den Netzbetreibern für vermeidbare Investitionen in den Netzausbau und häufigeres Engpassmanagement;
- den Betreibern von Erneuerbaren-Anlagen, deren Netzzugang infolge fehlender Netzkapazität eingeschränkt wird; dies bedeutet einen Verzicht auf potenzielle Erzeugungsmengen und verlangsamt bzw. verzögert die angestrebte Transformation des Energiesystems;
- den Endverbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Industrie), die letztlich höhere Energiekosten und Netzentgelte zu tragen haben; dies belastet die Einkommen sowie den Wirtschaftsstandort und kann die Wettbewerbsfähigkeit schwächen.

Am 11. Dezember 2025 – nach Abschluss der Gebarungüberprüfung – beschloss der Nationalrat das ElWG²⁸, u.a. mit den in Tabelle 5 angeführten Maßnahmen zur Netzoptimierung.

²⁸ kundgemacht mit BGBl. I 91/2025

- 7.2 Der RH wies darauf hin, dass die EU-Mitgliedstaaten mit der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie von 2019 beschlossen hatten, den Verteilernetzbetreibern Möglichkeiten und Anreize für einen effizienten Netzbetrieb einzuräumen, um einen kostenintensiven Netzausbau zu vermeiden. Er hielt fest, dass die rechtliche Umsetzung von netz- und systemdienlichen Bestimmungen zur kosteneffizienten Integration erneuerbarer Energie sowie neuer Lasten in Österreich mehr als sechs Jahre dauerte und wesentliche Bestimmungen erst im Dezember 2025 mit dem EIWG beschlossen wurden. Er wies kritisch darauf hin, dass dies eine flexible und damit optimierte Nutzung vorhandener Netzkapazitäten verzögerte; die optimierte Nutzung konnte zugleich kapitalintensive Netzausbauten vermeiden oder zumindest verringern. Gesamtwirtschaftliche Mehrkosten waren daher nicht auszuschließen, etwa höhere Stromkosten und Netzentgelte sowie verlangsamer Erneuerbaren-Ausbau.

In diesem Zusammenhang verwies der RH auf seinen Bericht „Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“ (Reihe Bund 2024/15), in dem er dem Ministerium und der E-Control empfohlen hatte, sich dafür einzusetzen, dass die rechtlichen Bestimmungen zur Nutzung der Smart-Meter-Daten durch die Verteilernetzbetreiber für die Systemauslegung und Netzplanung sowie den Betrieb der Stromnetze datenschutzkonform präzisiert werden.

Weiters wies der RH kritisch darauf hin, dass der Republik Österreich durch die unvollständige Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie Strafzahlungen von mindestens 13,42 Mio. EUR²⁹ drohten.

Er empfahl dem Ministerium, darauf hinzuwirken, dass die nationale Umsetzung der von Österreich mitbeschlossenen EU-Richtlinien zeitgerecht erfolgt. Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von nicht oder zu spät gesetzten Maßnahmen im Energiebereich, wie höhere Netzentgelte, wären dazu im Gesetzwerdungsprozess transparent und sachgemäß darzulegen. Es sollten zumindest der Konsens über prioritär notwendige Anpassungen zügig hergestellt und diese Anpassungen vorgezogen werden.

- 7.3 Laut Stellungnahme des Ministeriums habe Österreich mit dem Beschluss des EIWG im Dezember 2025 die Regelungen der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie vollständig umgesetzt, sodass von einer Einstellung des Vertragsverletzungsverfahrens auszugehen sei.

Das Ministerium sei sich der Dringlichkeit der Umsetzung europäischer Vorgaben bewusst und arbeite fokussiert sowie in enger Abstimmung mit den relevanten Stakeholdern an der Einhaltung der maßgeblichen Fristen.

²⁹ Stand 31. Dezember 2024

Regulatorischer Rahmen

- 8.1 (1) Das ElWOG 2010³⁰ räumte der E-Control einen Spielraum bei der Gestaltung des Systems der Kostenbestimmung (Regulierungssystematik) ein. Sie musste dabei der Netzsicherheit, der Versorgungssicherheit einschließlich der Qualität, der Marktintegration sowie der Energieeffizienz Rechnung tragen.

Von 2001 bis 2005 führte die E-Control regelmäßig Vollkostenprüfungen³¹ durch. 2006 startete sie die sogenannte Anreizregulierung, die anstelle des fehlenden Wettbewerbs einen Anreiz für Kostenreduktionen erzeugen soll. Ausgehend von der geprüften Kostenbasis des Ausgangsjahres und nach einer für die Regulierungsperiode gültigen Formel wird ein – für die Netzbetreiber nachvollziehbarer – Kostenpfad vorab definiert. Netzbetreiber, die mit ihren Kosten unter diesem Kostenpfad bleiben, profitieren davon während der Regulierungsperiode; dagegen werden Kosten, die über dem regulierten Kostenpfad liegen, nicht abgegolten.

Um zu vermeiden, dass die Netzbetreiber aufgrund des Kostendrucks zu wenig in den Erhalt und Ausbau der Netze investierten, änderte die E-Control die Systematik in der Regulierungsperiode 2010 bis 2013. Kapital³² und Betriebskosten wurden seither unterschiedlich behandelt, z.B. wirkten Effizienzvorgaben vorwiegend auf Betriebskosten.³³ Im Jänner 2024 startete die fünfte Regulierungsperiode (2024 bis 2028).

(2) In der Fachliteratur wurde die Ungleichbehandlung von Kapital- und Betriebskosten insbesondere vor dem Hintergrund der Energiewende kritisch diskutiert.³⁴ Es wurde das Risiko gesehen, dass Netzbetreiber kostenintensive Investitionen, etwa den Leitungsbau, gegenüber effizienteren Lösungen bevorzugen könnten. Hinzu kam, dass Netzbetreiber Routine im Netzausbau hatten, während dies für innovative, oft betriebskostenseitige Lösungen, etwa durch die Nutzung der Digitalisierung, weniger der Fall war. Für technologie neutrale Lösungen³⁵ sprach sich CEER³⁶, die Vereinigung der europäischen Energieregulatoren, in ihren Berichten³⁷ aus und hielt fest, dass eine unterschiedliche Behandlung regulierter Kosten diese Neutralität

³⁰ § 59 Abs. 1

³¹ Kosten-Plus-Regulierung

³² Anlagenbestand auf Buchwertbasis multipliziert mit Finanzierungskostensatz zuzüglich Abschreibungen

³³ siehe Anhang B

³⁴ siehe z.B. *Brunekreeft/Rammerstorfer*, OPEX-risk as a source of CAPEX-bias in monopoly regulation. *Competition and Regulation in Network Industries* (2021) 20–34

³⁵ Das heißt, regulatorische Vorgaben sollen keine Fehlanreize („bias“) für bestimmte Technologien oder Kostenkategorien (Investitionen oder Betriebskosten) schaffen.

³⁶ Die E-Control war seit ihrer Gründung im Jahr 2001 aktives Mitglied.

³⁷ CEER, *Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation* (C17-DS-37-05) (2018); CEER, *Paper on incentives in regulatory frameworks with a focus on OPEX/CAPEX neutrality* (C24-DS-91-06) (2025)

gefährden könnte. Vor dem Hintergrund der Energiewende überprüften zahlreiche Regulierungsbehörden europäischer Staaten ihren Regulierungsrahmen und passten ihn allenfalls an.³⁸ Die E-Control entwickelte den Rahmen der Anreizregulierung laufend weiter, insbesondere um Investitionsanreize zu stärken³⁹ sowie Forschungs- und Innovationsinitiativen im Netzbereich zu ermöglichen.⁴⁰ Weiters konnte sie in der Regulierungsperiode 2024 bis 2028 in begründeten Fällen Verschiebungen zwischen Kapital- und Betriebskosten anerkennen, die durch Digitalisierungs- und Standardisierungsmaßnahmen der Netzbetreiber entstanden.

8.2 Der RH verwies auf seine kritischen Ausführungen und Empfehlungen in TZ 9.

Qualitätsregulierung

9.1 (1) Ein Arbeitspapier der E-Control aus dem Jahr 2005 beschrieb die Qualitätsregulierung⁴¹ anhand von drei Phasen:

- Phase 1: Definition und Erfassung der Qualitätsfaktoren und -kennzahlen.
- Phase 2: Mindeststandards und Veröffentlichungspflichten von Qualitätskennzahlen: Bei Unterschreitung der Mindeststandards sollten die Netzbetreiber Zahlungen an die betroffenen Kunden leisten. Zudem sollten unterschiedliche Merkmale der Kunden und Strukturen der Netze berücksichtigt werden, z.B. städtische und ländliche Versorgungsgebiete. Die Veröffentlichung sollte die Einhaltung von Standards bzw. die Verbesserung des bestehenden Qualitätsniveaus gewährleisten.
- Phase 3: integrierte Entgelt- und Qualitätsregulierung; monetäre Anreize – etwa Zu- oder Abschläge auf die zugestandenem Entgelte bzw. Erlöse – sollten das regulierte Unternehmen veranlassen, ein optimales Qualitätsniveau bereitzustellen.

Die internationale Qualitätsregulierungspraxis fokussierte auf die Versorgungszuverlässigkeit⁴². Die meisten Regulierungsbehörden europäischer Staaten⁴³ setzten eine integrierte Entgelt- und Qualitätsregulierung um, die auf die Versorgungszuverlässigkeit abstellte. Laut einer Umfrage der CEER aus dem Jahr 2022 bestand das Ziel in

³⁸ Die deutsche Bundesnetzagentur veröffentlichte Anfang 2015 einen Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung. Die britische Regulierungsbehörde Ofgem stellte im Jahr 2015 auf ein auf Leistungskriterien „Outputs“ und Gesamtkosten basierendes Regulierungsregime für Stromverteilernetze um.

³⁹ In der zweiten und vierten Regulierungsperiode wandte die E-Control einen erhöhten Finanzierungskostensatz („mark-up“) für Neuinvestitionen an.

⁴⁰ Die Stromverteilernetzbetreiber erhielten ein pauschales Forschungs- und Innovationsbudget im Ausmaß von 0,6 % der beeinflussbaren Betriebskosten.

⁴¹ Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen, E-Control Working Paper Nr. 16 (Dezember 2005)

⁴² Ein wesentlicher Grund ist die Norm für die Spannungsqualität OVE EN 50160 (TZ 15).

⁴³ darunter Belgien, Deutschland, Finnland, Frankreich, Irland, Luxemburg, Niederlande, Polen, Portugal, Schweden, Slowenien, Spanien und Ungarn sowie die Nicht-EU-Länder Bosnien-Herzegowina (in der Entität Republika Srpska), Vereinigtes Königreich, Norwegen und die Ukraine

Ländern mit hohem Qualitätsniveau vorrangig im Erhalt und weniger in der Verbesserung.⁴⁴ CEER empfahl sowohl integrierte Anreizsysteme als auch Ausgleichszahlungen an Kundengruppen, die von besonders häufigen oder langen Ausfällen betroffen waren.⁴⁵

(2) Die E-Control erhob seit 2002 Daten zur Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Im Jahr 2012 verordnete der Vorstand der E-Control mit der NetzdienstleistungsVO Strom 2012 Mindeststandards für die Zuverlässigkeit in Form einer maximalen Dauer von Versorgungsunterbrechungen.⁴⁶ Die maximal zulässige Dauer von Ausfällen bzw. Unterbrechungen setzte sie mit 170 Minuten pro Jahr (**SAIDI**-Kennzahl) fest. Dieser Standardwert blieb seither unverändert. Er lag deutlich über den beobachteten Durchschnittswerten für Österreich – in den Jahren 2019 bis 2024 um das Vier- bis Sechsfache (**TZ 15**).

Die NetzdienstleistungsVO Strom 2012 verpflichtete Verteilernetzbetreiber, die SAIDI- und ASIDI-Kennzahlen⁴⁷ auf ihrer Website zu veröffentlichen. Einen Vergleich zwischen den Netzbetreibern bzw. die Entwicklung der Kennzahlen im Zeitverlauf gab es nicht. Kriterien, welche Kunden von Stromausfällen besonders betroffen sind, fehlten ebenfalls. Gemäß EIWOG 2010 war bei der Netzkostenermittlung auf die Versorgungssicherheit Bedacht zu nehmen und waren Qualitätskriterien zu berücksichtigen. Die E-Control stellte für die Regulierungsperiode 2024 bis 2028 in Aussicht, kommerzielle Qualitätskriterien, u.a. die Bearbeitungsdauer von Netzzugangs-Anträgen, in die Regulierung einfließen zu lassen. Eine integrierte Betrachtung mit Qualitätskriterien zur Versorgungssicherheit im Rahmen des Anreizregulierungsmodells zog sie hingegen nicht in Betracht.

9.2 Der RH hielt fest, dass die E-Control

- Investitions- und Betriebskosten der Stromverteilernetze in der Regulierung hinsichtlich der Kostenabgeltung und Effizienzvorgaben unterschiedlich behandelte (**TZ 8**) und
- die regulierten Kosten bzw. Entgelte nicht mit dem Qualitätsniveau der Netzbetreiber verknüpfte.

⁴⁴ 7th CEER-ECRB benchmarking report on the quality of electricity and gas supply (2022)

⁴⁵ Das Vereinigte Königreich, Irland, Portugal und Ungarn hatten Indikatoren zur Erfassung besonders betroffener Kundengruppen definiert; zusätzlich kamen im Vereinigten Königreich, in Irland, Portugal und Spanien Anreiz- bzw. Ausgleichsmechanismen zum Einsatz, um besonders betroffene Kundengruppen zu schützen (siehe 7th CEER-ECRB benchmarking report on the quality of electricity and gas supply (2022) 93 ff.).

⁴⁶ § 7 der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen, BGBl. II 477/2012 i.d.g.F.

⁴⁷ SAIDI = System Average Interruption Duration Index; ASIDI = Average System Interruption Duration Index; die gleitenden Drei-Jahres-Durchschnittswerte

Dies bot Netzbetreibern einen Anreiz, Investitionen gegenüber anderen innovativen, oft betriebskostenintensiven Lösungen, z.B. der Digitalisierung von Überwachungs- und Steuerungsprozessen oder der Inanspruchnahme von Flexibilitätspotenzialen, zu bevorzugen. Konventioneller Netzausbau und die damit verbundene Investitionstätigkeit waren zwar unbestritten notwendig, allerdings sollten im Sinne des NOVA-Prinzips (TZ 4) auch die Vorteile der Digitalisierung und Netzsteuerung sowie die Flexibilitäten im Zuge der Regulierung genutzt werden, um einen kapitalintensiven Netzausbau zu vermeiden bzw. zu verzögern. Aus Sicht des RH sollte das Regulierungsregime ausgewogene Anreize für eine optimale Kombination von Investitionen und betriebskostenbasierten, innovativen Lösungen setzen.

Weiters hielt der RH kritisch fest, dass sich die Qualitätsregulierung der Stromverteilernetze auf ein laufendes Monitoring, die Festlegung von Standards und eine verpflichtende Veröffentlichung von Kennzahlen der Netzbetreiber beschränkte. Anders als von CEER empfohlen, wurden die Qualitätskennzahlen nicht mit den regulierten Entgelten verknüpft und Netzbetreiber mussten den von Stromausfällen besonders betroffenen Kundengruppen keine Ausgleichszahlungen leisten.

Zudem beurteilte der RH die maximal zulässige Dauer von Versorgungsunterbrechungen als wenig anspruchsvoll, weil der Großteil der Verteilernetzbetreiber stets deutlich geringere und in der Tendenz bis 2022 rückläufige Ausfallszeiten verzeichnete (TZ 15). Die E-Control beließ die Vorgaben seit 2012 unverändert hoch.

Der RH hob hervor, dass sich die CEER für einen umfassenden und integrierten Regulierungsansatz der Versorgungsqualität aussprach. Die bestehende Qualitätsregulierung in Österreich entsprach aus Sicht des RH nicht mehr der Komplexität einer zunehmend dezentralen, volatilen Erzeugung sowie den wachsenden Anforderungen an die Netze. Der RH betonte, dass die Berücksichtigung von Qualitätskriterien bei der Kostenfeststellung auch gesetzlich determiniert war.

Der RH beurteilte daher den regulatorischen Rahmen für Stromverteilernetze als insgesamt wenig förderlich für einen technologieneutralen und kosteneffizienten Ausbau sowie Betrieb der Netze unter Stärkung bzw. Erhalt der Versorgungsqualität im Zuge der Energiewende.

Er empfahl der E-Control, die Anreizwirkungen des Regulierungsmodells grundlegend zu überprüfen, um einen förderlichen, technologieneutralen Rahmen zur Transformation der Verteilernetze zu schaffen. Auf dieser Grundlage sollten Vorgaben zur Kosteneffizienz und Versorgungsqualität für künftige Regulierungsperioden weiterentwickelt und gegebenenfalls angepasst werden.

Der RH empfahl der E-Control ferner, die Qualitätsregulierung mit der Entgeltregulierung zu verknüpfen. Die höchstzulässige Dauer von Versorgungsunterbrechungen wäre zu reduzieren und anhand geeigneter Kriterien wäre festzulegen, welche Kunden von Stromausfällen besonders betroffen sind.

- 9.3 Laut Stellungnahme der E-Control überprüfe sie im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags laufend die Anreizwirkung des Tarifmodells. Sie beabsichtige, das Regulierungsmodell auf Grundlage des ElWG zu überarbeiten.

Die E-Control befürworte grundsätzlich das Ziel, Qualitäts- und Entgeltregulierung miteinander zu verknüpfen. Die Versorgungszuverlässigkeit weise in Österreich allerdings bislang sehr gute Werte auf; eine einfache Berücksichtigung von Ausfallszeiten, die zumeist mit wetterbedingten Störereignissen zusammenhängen, bilde das Thema „Qualität“ des Netzbetriebs nicht ausreichend ab. Es erscheine ihr daher zu Beginn zweckmäßig, den Schwerpunkt bei der Qualitätsregulierung auf ausgewählte Aspekte der kommerziellen Qualität zu legen. Der rasche Anstieg von Anschlussanfragen, dezentralen Erzeugungsanlagen sowie aktiven Endkunden führe zu einem wachsenden Bedarf an verlässlichen, klar strukturierten und transparenten Geschäftsprozessen sowie an gut funktionierenden Service- und Kommunikationsbeziehungen zwischen Netzbetreibern und Netzbenutzern. Daher arbeite sie bereits intensiv daran, diesen Qualitätsaspekt noch in der laufenden Regulierungsperiode einzuführen.

- 9.4 Der RH betonte, dass das bisherige Regulierungsmodell die Investitions- und Betriebskosten der Stromverteilernetze ungleich behandelte. Er hielt seine Empfehlung aufrecht, einen förderlichen, technologieneutralen Rahmen zur Transformation der Verteilernetze zu schaffen.

Zu den laut E-Control sehr guten Werten der Versorgungszuverlässigkeit verwies der RH auf seine Ausführungen in TZ 17, wonach österreichweite Durchschnittswerte nur bedingt Auskunft über die regionale Versorgungsqualität erlauben. Er entgegnete der E-Control ferner, dass bei der Netz NÖ und den Wiener Netzen die meisten Störungen nicht von atmosphärischen (Wetter-)Ereignissen ausgelöst wurden, sondern auf netzbetreiberinterne Ursachen entfielen, deren Häufigkeit tendenziell zunahm (Tabelle 8). Aus Sicht des RH belastet der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung aufgrund der volatilen Erzeugungsstruktur die Stromnetze stärker. Dies kann die Versorgungssicherheit gefährden und die Versorgungsqualität mindern. Da es in die Zuständigkeit der E-Control fällt, geeignete Kennzahlen⁴⁸ und Parameter für die Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit festzulegen, hielt der RH an seiner Kritik und Empfehlung fest.

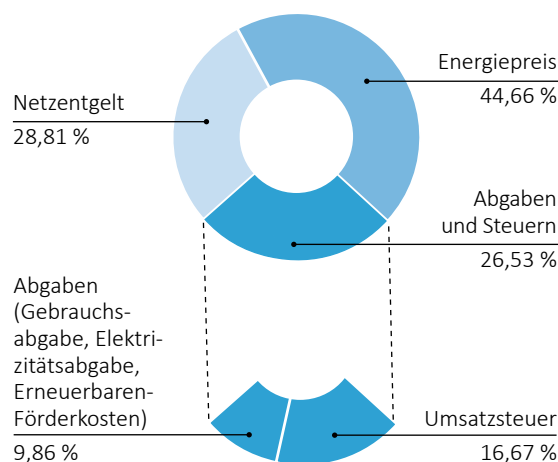
⁴⁸ siehe u.a. E-Control, „Regulierung der Qualität – Möglichkeiten und Anwendungen im Elektrizitätsbereich“, WU-Workshop 27. April 2007 (https://www.wu.ac.at/fileadmin/wu/d/ri/regulation/Workshops_Konferenzen/WS_2007/Haber_Pr%C3%A4sentation_Workshop_2007.pdf, abgerufen am 11. Februar 2026)

Netzkosten und Netzentgelte

Überblick

- 10 Der Strompreis umfasste den Energiepreis, das Netzentgelt sowie Steuern und Abgaben. Für einen österreichischen Muster-Haushaltskunden mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh setzte sich der Strompreis im Mittel folgendermaßen zusammen:

Abbildung 5: Zusammensetzung des Strompreises (Österreichmittel, Stand Mai 2025)



Quelle: E-Control; Darstellung: RH

Im Mai 2025 betrug der Netzanteil an der Gesamtrechnung rd. 29 %. Mit dem Netzentgelt wurden dem Netzbetreiber die Kosten für den Ausbau und Betrieb des Netzes abgegolten (**TZ 8**). Die Ermittlung des Netzentgelts oblag der E-Control, die es für den jeweiligen Netzbereich⁴⁹ je Netzebene pro Zählpunkt bestimmte. Die Gleichbehandlung aller Systembenutzer sowie die Grundsätze der Kostenorientierung, Kostenwahrheit und der weitestmöglichen Verursachergerechtigkeit waren zu gewährleisten. Elektrische Energie sollte effizient genutzt und das Volumen verteilter oder übertragener elektrischer Energie nicht unnötig erhöht werden.⁵⁰

⁴⁹ Gemäß § 62 ElWOG 2010 waren bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereichs Differenzen zwischen den festgestellten Kosten und den Erlösen auf Basis des festgestellten Mengengerüsts pro Netzbetreiber innerhalb des Netzbereichs auszugleichen.

⁵⁰ § 51 und § 59 Abs. 1 ElWOG 2010

Festlegung der Zahlergruppen – Einspeiser und Entnehmer

- 11.1 (1) Die im EIWOG 2010 geregelte Systematik der Netzentgelte legte fest, welche Zahlergruppe – Einspeiser oder Entnehmer (Industrie, Gewerbe, Haushalte) – welche Entgeltkomponenten zu tragen hatte:

Tabelle 6: Systemnutzungsentgelte und deren Zahler

Entgelt für	Zahlung durch		Beschreibung
	Einspeiser	Entnehmer	
Netzzutritt	ja	ja	ist aufwandsorientiert zu verrechnen (§ 54 EIWOG 2010); soll alle angemessenen und marktüblichen Aufwendungen der Netzbetreiber zur erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an das öffentliche Netz oder zur Abänderung eines Anschlusses (Erhöhung der Anschlussleistung auf Wunsch des Netzbenutzers) abdecken
Netzbereitstellung	nein	ja	einmalig zu leistende Pauschale für den bereits erfolgten sowie durch den Neuanschluss eventuell notwendigen Ausbau des Netzes (§ 55 EIWOG 2010)
Netznutzung (Leistungs- und Arbeitskomponente)	nein	ja	bedeutendste Entgeltkomponente, auf die drei Viertel aller Einnahmen der Netzbetreiber entfallen; sie erstattet die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems (§ 52 EIWOG 2010)
Netzverluste	ja (≥5 MW Leistung)	ja	gelten Kosten ab, die dem Netzbetreiber für die Beschaffung von angemessenen Wirkenergiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen (§ 53 EIWOG 2010)
Systemdienstleistungen	ja (≥5 MW Leistung)	nein	gelten sämtliche Kosten der Vorhaltung der Sekundärregelleistung ab; diese dient dem Ausgleich von Lastschwankungen (Verordnung (EU) 2017/2195, Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 sowie § 56 EIWOG 2010)
Zähler/Messung	ja	ja	gilt direkt zuordenbare Kosten ab, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen einschließlich notwendiger Wandler, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind (§ 57 EIWOG 2010)
sonstige Leistungen	ja	ja	für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch andere Entgelte abgegolten sind und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden, z.B. Mahnspesen sowie Kosten für auf Wunsch von Netzbenutzern veranlasste Änderungen der Messeinrichtung (§ 58 EIWOG 2010)

Quellen: EIWOG 2010; E-Control; Zusammenstellung: RH

Rund drei Viertel der gesamten Netzkosten wurden über das Netznutzungsentgelt finanziert. Das EIWOG 2010 ließ eine nur arbeitsbezogene oder eine arbeits- und leistungsbezogene Aufbringung zu. Die konkrete Ausgestaltung lag bei der E-Control. Sie konnte zeitvariable und/oder lastvariable Netznutzungsentgelte unter Berücksichtigung

sichtigung einheitlicher Tarifstrukturen festlegen. Als Bemessungsgrundlage zog die E-Control folgende Parameter heran:

- für den arbeitsbezogenen Anteil: den gemessenen Verbrauch in kWh,
- für den leistungsbezogenen Anteil:
 - bei leistungsgemessenen Kunden auf den Netzebenen 1 bis 7: den Mittelwert der gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung,
 - bei nicht leistungsgemessenen Kunden⁵¹ auf der Netzebene 7, wie Haushalten und Kleingewerben (d.h. dem Großteil aller Netzkunden): Sie zahlten eine jährliche Pauschale.

(2) Der Europäische Gerichtshof (**EuGH**) judizierte 2021, dass die Regulierung der Netzentgelte den unabhängigen nationalen Regulierungsbehörden oblag.⁵² Der nationale Rechtsrahmen dürfe Regulierungsentscheidungen nicht vorwegnehmen. Das Ministerium sah im Begutachtungsentwurf zum EIWG vom Juli 2025 davon ab, die Zahlergruppen weiterhin einzuschränken. Künftig sollen auch die Einspeiser einen höheren Anteil der Netzkosten zahlen.

11.2 Der RH hielt fest, dass Einspeiser im Gegensatz zu Entnehmern kein Netzbereitstellungs- und Netznutzungsentgelt zu tragen hatten, obwohl der Erneuerbaren-Ausbau die Netzkapazitäten beansprucht und einen Netzausbau verstärkt notwendig macht (**TZ 24**). Aus Sicht des RH stellt die Ausnahme dieser Gruppe von Netzbenutzern einen – von der Gruppe der Nicht-Einspeiser finanzierten – zusätzlichen Vorteil für Anlagenbetreiber dar. Dies lief dem Grundsatz der Verursachergerechtigkeit zuwider.

Weiters wies der RH darauf hin, dass die Einteilung von Zahlergruppen im EIWOG 2010 der E-Control keinen Spielraum bei der Festlegung von Entgelten für Einspeiser zuließ. Im Lichte des EuGH-Urteils aus 2021 erachtete der RH die im Begutachtungsentwurf zum EIWG vom Juli 2025 getroffene Regelung als nachvollziehbar. Der E-Control verbliebe damit Raum für eine verursachergerechte Festlegung der Entgelte.

Das EIWG vom Dezember 2025 traf folgende Regelung: Einspeiser sollen ab 1. Jänner 2027 jährlich einen Versorgungsinfrastrukturbeitrag entrichten, der 0,05 Cent pro kWh der eingespeisten Jahresstrommenge nicht übersteigt. Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung bis 20 kW werden davon befreit.

⁵¹ Aufgrund rechtlicher Einschränkungen erfolgte zur Zeit der Gebarungsüberprüfung keine Leistungsmessung durch das Smart-Meter-System.

⁵² C-718/18 vom 2. September 2021, Europäische Kommission gegen Bundesrepublik Deutschland

Höhe der Kostentragung

- 12.1 (1) Gemäß ElWOG 2010 hatte die E-Control die Netznutzungsentgelte mittels Kostenwälzung⁵³ auf Basis der festgestellten Kosten und des Mengengerüsts mit Verordnung zu bestimmen. Die Entgelthöhe der jeweiligen Netzebenen bestimmte sich auf Basis der zugeordneten Kosten und Abgabemengen.

Die ElWOG-Regelungen zur Kostenwälzung bildeten die historische Fließrichtung der erzeugten Strommengen von den höheren zu den unteren Spannungsebenen ab. Die Grundannahme dabei war, dass Kunden auf der Netzebene 7 (Haushalte und Kleingewerbe) alle Netzebenen mitnutzten und daher auch alle Kosten anteilig mittragen sollten. Die vorwiegend auf der Netzebene 5 angeschlossenen Industriekunden trugen die anteiligen Kosten der Netzebene 5 sowie des Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Daher unterschied sich die Höhe des Netznutzungsentgelts je nach Netzebene und fiel für Haushalte und Kleingewerbe höher aus als für die Industrie (siehe Abbildung 6 in [TZ 13](#)). Die Großindustrie trug im Jahr 2023 14 % der Netzkosten bei einem anteiligen Stromverbrauch von 30 %, die Haushalte hatten rd. 44 % der Netzkosten zu tragen bei einem Anteil am Gesamtverbrauch von 27 %.⁵⁴

Die Fließrichtung der Energieströme kehrte sich in den letzten Jahren zunehmend um, weil die auf den unteren Netzebenen erzeugten Energiemengen regional oder zeitlich begrenzt in die darüberliegenden abgegeben werden. Der Begutachtungsentwurf zum ElWG vom Juli 2025 sah abweichend vom ElWOG 2010 nur mehr einen allgemeinen Rahmen für die Kostenwälzung vor und ermöglichte damit der E-Control einen größeren Spielraum für ihre Neugestaltung.

(2) Eine regionale Umverteilung von Kosten zwischen Netzbereichen – etwa der Kosten der Einbindung von Erneuerbaren-Anlagen – sah weder das ElWOG 2010 noch der Begutachtungsentwurf zum ElWG vom Juli 2025 vor. Deshalb wurden Netzausbaukosten in den Netzgebieten, in denen sie anfielen, auf die Entgelte umgelegt. Der EAG-Evaluierungsbericht 2024 des Ministeriums ([TZ 6](#)) empfahl, die Netzausbaukosten in den Mittel- und Hochspannungs-Verteilernetzen für den Anschluss von Windparks österreichweit zu verteilen und die rechtlichen Grundlagen dafür im künftigen ElWG zu regeln.

(3) Im Jänner 2021 legte die E-Control das Positionspapier „Tarife 2.1“ zur Entgeltstruktur für den Stromnetzbereich vor. Es enthielt Vorschläge für eine vereinfachte Systematik, eine fairere Verteilung der Kosten auf die Netzbenutzer, für Anreize zur

⁵³ kalkulatorisches Rechenverfahren, um einer Verbrauchergruppe die Kosten jener Anschlussnetzebene, an der sie direkt angeschlossen ist, sowie die Kosten aller darüber liegenden Netzebenen anteilig zuzuordnen

⁵⁴ Analyse der Arbeiterkammer Österreich, Vortrag bei der E-Control Fachveranstaltung „Netzentgelte Quo Vadis“ im Oktober 2024, <https://www.e-control.at/netzentgelte-quo-vadis> (abgerufen am 18. September 2025)

Bereitstellung von Flexibilitäten und zu einem netzdienlichen Verhalten. Zur Kostenbelastung auf der Netzebene 7 hielt die E-Control fest, dass die einheitliche Netznutzungspauschale Kleinkunden unverhältnismäßig stark belastete, obwohl sie das Netz im Vergleich zu anderen Kunden – beispielsweise Prosumern⁵⁵ oder Kunden mit leistungsintensiven Geräten wie Wärmepumpe oder Elektroauto – in geringerem Maße beanspruchten. Die E-Control sah daher Handlungsbedarf bei der Stärkung des Verursacherprinzips. Die vorgeschlagenen Änderungen umfassten insbesondere die Leistungsverrechnung für alle Kunden unter Entfall der Pauschale auf der Netzebene 7 (leistungsabhängige Entgelte).

Die dafür erforderlichen rechtlichen Anpassungen berücksichtigte der Begutachtungsentwurf zum ElWG vom Juli 2025. Die Umstellung auf eine Leistungsverrechnung erfordert jedoch auch auf der Netzebene 7 die Erfassung von Leistungswerten durch intelligente Stromzähler (Smart Meter).

Dynamische Netzentgelte⁵⁶, deren Höhe je nach Netzauslastung variiert, beurteilte die E-Control aufgrund unvorhersehbarer Schwankungen und fehlender Transparenz für Endkunden als kritisch. Sie erachtete unterbrechbare Tarife bzw. Tarife mit regelbarer Leistung als zweckmäßiger, um Flexibilitätpotenziale zu nutzen. Die konkrete Ausgestaltung der Voraussetzungen und Prozesse war laut E-Control noch im Detail zu erarbeiten.

Das Positionspapier der E-Control enthielt weder Überlegungen zu einer netzbereichsübergreifenden Umverteilung von Netzkosten, die der Erneuerbaren-Ausbau verursachte, noch zur Kostenwälzung aufgrund einer zunehmenden Rückspeisung von erneuerbarer Energie in vorgelagerte Netzebenen.

- 12.2 Der RH hielt fest, dass die Netzkunden die Kosten der Netzbetreiber – u.a. für den Netzausbau und die Instandhaltung – über die Netzentgelte finanzieren. Nach dem rechtlichen Grundsatz der Kostenwahrheit trugen die Netzbenutzer alle Kosten, die in ihrem Netzgebiet anfielen (**TZ 11**). Eine regionale Umverteilung von Netzkosten infolge des Erneuerbaren-Ausbau zwischen Netzbereichen erfolgte nicht, obwohl dieser der Erreichung österreichweiter Klimaziele diene.

Der RH hob hervor, dass die Systematik der Netzentgelte und der Kostenwälzung die sich verändernde Fließrichtung der Energieströme von den niedrigeren auf die höheren Spannungsebenen unzureichend abbildete. Haushaltskunden wurden daher stärker belastet als Industriekunden.

⁵⁵ Konsumenten, die zugleich Produzenten sind

⁵⁶ Dynamische Netzentgelte passen sich an die aktuelle Belastung des Netzes an; bei geringer Netzbelastung sind die Tarife niedriger, bei hoher Netzbelastung steigen sie.

Der RH hielt kritisch fest, dass die einheitliche Netznutzungspauschale auf der Netzebene 7 die unterschiedlichen Kundengruppen nicht verursachergerecht belastete. Die Vorschläge im Positionspapier der E-Control aus 2021 zu leistungsabhängigen Netzentgelten erachtete der RH als zweckmäßig, um die Verursachergerechtigkeit auf der Netzebene 7 zu verbessern. Er merkte allerdings an, dass Entgeltmodelle nicht vorgesehen waren, die die Belastung der Netze berücksichtigten und kurzfristige, netzdienliche Änderungen im Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten der Kunden belohnten.

Der RH bemängelte, dass Überlegungen zur verursachergerechten Kostenwälzung über Netzebenen und zu einer netzbereichsübergreifenden Kostenverteilung fehlten. Anpassungen der Entgelt- und Kostenwälzungssystematik erforderten rechtliche Änderungen. Er wies hierbei insbesondere auf die Bedeutung einer ausgeweiteten Nutzung von Smart-Meter-Daten hin.

Mit Verweis auf seine Feststellungen in [TZ 11](#) zur Festlegung der Zahlergruppen beurteilte der RH die Netzentgeltsystematik sowie das System der Kostenwälzung als insgesamt nicht mehr zeitgemäß, weil sich die Nutzung und Belastung der Netze maßgeblich veränderten und weiter ändern werden. Die Verteilernetze müssen verstärkt Energiemengen aus unteren Spannungsebenen in das Übertragungsnetz abtransportieren.

Der RH empfahl der E-Control, die Systematik der Netzentgelte und Kostenwälzung aufgrund des Erneuerbaren-Ausbaus anzupassen, sodass der Grundsatz der Verursachergerechtigkeit für alle Netzbenutzer gilt. Dabei wären vor allem die Kostenzuordnung zu den Netzebenen neu zu bewerten und Anreize für ein netz- und systemdienliches Verbrauchs- und Einspeiseverhalten zu schaffen.

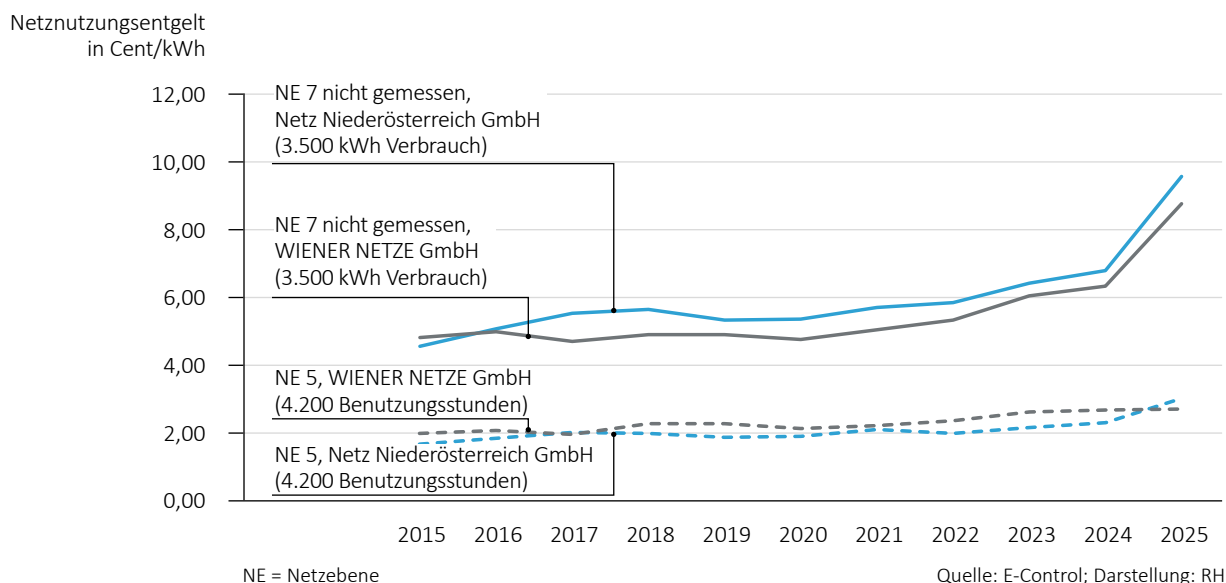
- 12.3 Laut Stellungnahme der E-Control komme es aufgrund regional unterschiedlicher Potenziale für den Ausbau von erneuerbaren Energien zu unterschiedlichen Kosten beim Netzausbau und der Systemintegration. Die Entscheidung über eine überregionale Verteilung sei auf politischer Ebene zu treffen und obliege nicht der E-Control. Jedenfalls sei das Verursacherprinzip anzuwenden und der Anstieg der Netzentgelte möglichst zu dämpfen. Daran arbeite die E-Control laufend und es seien voraussichtlich mit neuem Rechtsrahmen signifikante Anpassungen möglich (beispielsweise Entgelte für Einspeiser).
- 12.4 Der RH nahm Kenntnis von den Ausführungen der E-Control und merkte an, dass das ELWG vom Dezember 2025 keine überregionale Verteilung von Netzkosten vorsah.

Entwicklung der Netznutzungsentgelte

13.1 (1) Die E-Control ermittelte die Netznutzungsentgelte, indem sie Kosten des Netzbetreibers auf die Abgabemengen je Netzebene im Netzgebiet umlegte. Höhere Netzkosten bei gleichbleibender Abgabemenge oder niedrigerer Verbrauch bei unveränderten Kosten führen zu einem Anstieg des Netznutzungsentgelts. Während die regulierten Kosten einzelner Netzbetreiber aufgrund ihrer Investitionstätigkeit stark anstiegen, gingen die Abgabemengen im Zeitraum 2015 bis 2024 österreichweit um 0,5 % zurück (TZ 5).

(2) Die Höhe des Netznutzungsentgelts war je nach Netzebene unterschiedlich (TZ 11). Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Entgelte für Industrie (Netzebene 5) sowie Haushalte und Kleingewerbe (Netzebene 7, ohne Leistungsmessung) der überprüften Landes-Netzbetreiber Netz NÖ und Wiener Netze im Zeitraum 2015 bis 2025:

Abbildung 6: Entwicklung der Netznutzungsentgelte für die Netzebenen 5 und 7 (2015 bis 2025, nominal)



Die Netznutzungsentgelte der Netz NÖ und der Wiener Netze stiegen im Zeitraum 2015 bis 2025 nominal sowohl für Haushalte und Kleingewerbe (+110 % in Niederösterreich, +83 % in Wien) als auch für die Industrie (+80 % in Niederösterreich, +36 % in Wien) stark an. Insgesamt erhöhten sie sich für Haushalte und Kleingewerbe deutlich mehr als für die Industrie. Im Jahr 2025 lagen die Netznutzungsentgelte für die Ebenen 5 und 7 im Netzbereich Niederösterreich über jenen des Netzbereichs Wien.

Die Ursachen für den sprunghaften Anstieg der Netznutzungsentgelte im Jahr 2025 lagen vor allem in höheren Investitionen (TZ 24), gesunkenen Entnahmemengen (TZ 18) und der geänderten Regulierungssystematik bei der Anerkennung der Investitionen⁵⁷ (Planwerte statt historischer Buchwerte, Anhang B).

(3) Die Netz NÖ erwartete aufgrund der anhaltend hohen Investitionen und unter der Annahme einer stabilen Netzabsatzentwicklung einen weiteren Anstieg des Netznutzungsentgelts⁵⁸ für nicht leistungsgemessene Kunden auf der Netzebene 7 im Zeitraum 2026 bis Anfang der 2030er Jahre um rd. 40 %.

Die Wiener Netze schätzten die weitere Entwicklung des Netznutzungsentgelts nach dem starken Anstieg 2025 moderater ein. Sie rechneten mit einer Erhöhung von rd. 11 % für Haushalte und Kleingewerbe für nicht leistungsgemessene Kunden auf der Netzebene 7.⁵⁹

Die E-Control erwartete bis 2030 für einzelne Netzbereiche ebenfalls höhere Entgelte über der durchschnittlichen Inflationsrate, jedoch einen weniger starken Anstieg als von 2024 auf 2025. Als treibende Effekte sah sie vor allem steigende Netzkosten. Bei den Absatzmengen erwartete sie einen moderaten Anstieg, der die Entgeltentwicklung dämpfen sollte.

(4) Die im Begutachtungsentwurf zum ELWG vom Juli 2025 vorgesehenen Maßnahmen, beispielsweise die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen (etwa die Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen), sollten künftig dazu beitragen, Kosten des Netzausbaus zu reduzieren und damit den Anstieg der Netzentgelte zu dämpfen (TZ 7). Das Ministerium sollte gemäß Begutachtungsentwurf zwei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes evaluieren, wie sich die Maßnahmen auf die Integration und Kostenentwicklung der Erzeugungsanlagen auswirkten; eine Untersuchung der Auswirkungen auf die Netzkosten und -entgelte war im Begutachtungsentwurf nicht vorgesehen.

Um Kosten für den erforderlichen Netzausbau zu reduzieren bzw. im Zuge der Netzentgeltermittlung umzuverteilen, bestanden zusätzlich weitere Handlungsoptionen, u.a.

- Anpassungen im Regulierungsrahmen (TZ 8 und TZ 9),
- die stärkere Beteiligung der Erzeuger an der Tragung der Netzkosten (TZ 11),
- Übergang zu leistungsabhängigen Netznutzungsentgelten (TZ 12),
- die überregionale bzw. netzbereichsübergreifende Verteilung von Kosten der Energiewende (TZ 12),

⁵⁷ Die Umstellung von historischen Buchwerten auf Planwerte stellte einen Einmaleffekt dar.

⁵⁸ für nicht leistungsgemessene Kunden auf der Netzebene 7

⁵⁹ Auch die Wiener Netze gingen von einer stabilen Entwicklung der Absatzmengen aus.

- die Annäherung der Abschreibungsdauer für Investitionen an die Lebensdauer der Betriebsmittel und damit die Verteilung der Kosten über einen längeren Zeitraum⁶⁰,
- Netzbetreiber-Kooperationen, etwa bei der Beschaffung von Betriebsmitteln und Material (TZ 22) sowie
- budgetschonende staatliche Instrumente wie Haftungen oder Garantien, um Netzbetreibern Zugang zu günstigen Finanzierungsmöglichkeiten zu verschaffen.

13.2 Der RH hielt fest, dass die Netznutzungsentgelte in den Netzbereichen Niederösterreich und Wien von 2015 bis 2025 sowohl bei Haushalten, Kleingewerbe als auch Industrie deutlich stiegen und bis 2030 aufgrund der anhaltend hohen Investitionen weiter steigen werden. Die Netz NÖ erwartete einen deutlich stärkeren Anstieg als die Wiener Netze. Neben der regional unterschiedlichen Betroffenheit stellte der RH weiters fest, dass Haushalte und Kleingewerbe deutlich stärker vom Anstieg des Netznutzungsentgelts betroffen waren als die Industrie.

Der RH hielt fest, dass unterschiedliche Möglichkeiten bestanden, die Entwicklung der Netzentgelte für einzelne Netzgebiete bzw. Netzbenutzer zu dämpfen. Er wies darauf hin, dass vor allem die Stärkung

- des Verursacherprinzips, z.B. durch eine größere finanzielle Beteiligung von Einspeisern, und
- der Verteilungsgerechtigkeit bei der Kostentragung, etwa durch überregionale bzw. netzgebietsübergreifende Verteilung von Netzkosten infolge der Energiewende,

zu einer Dämpfung der Entgeltentwicklung einzelner Gruppen von Netzbenutzern beitragen konnte. Allfällige Änderungen im System der Tragung und Verteilung der Kosten lagen in der Zuständigkeit der E-Control. Der RH verwies hierzu auf seine Empfehlungen in TZ 11 (Festlegung Zahlergruppen) und TZ 12 (Entgelthöhe).

Weiters hielt er fest, dass die Höhe der Netzentgelte maßgeblich durch die Höhe der zugrunde liegenden Netzkosten beeinflusst wurde. Eine regulatorische Möglichkeit, den Anstieg der Netzentgelte zu dämpfen, sah der RH in der Verlängerung von Abschreibungsdauern für Anlagegüter.

Der RH empfahl der E-Control, alle Möglichkeiten auszuschöpfen, um die Netzkosten nach dem Verursacherprinzip angemessen zu verteilen und den Anstieg der Netzentgelte zu dämpfen.

Zu allfälligen Anpassungen in der Regulierungssystematik verwies der RH auf seine Empfehlung in TZ 9.

⁶⁰ Bei den Gasverteilernetzen vereinheitlichte die E-Control bereits 2006 die Abschreibungsdauern für Rohrleitungen.

Ferner wies der RH darauf hin, dass der Begutachtungsentwurf zum EIWG vom Juli 2025 (TZ 7) eine Reihe von Maßnahmen enthielt, die dazu beitragen konnten, vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und die Kosten des Netzausbaus zu verringern. Der Begutachtungsentwurf sah zwar vor, einzelne Maßnahmen nach Inkrafttreten des EIWG zu evaluieren, fokussierte dabei jedoch auf die Auswirkungen auf Erzeugungsanlagen.

Der RH empfahl dem Ministerium, bei der künftigen Evaluierung der im EIWG vorgesehenen Maßnahmen zur effizienteren Nutzung von Netzkapazitäten die Wirkung auf die Entwicklung von Netzkosten und -entgelten zu analysieren und daraus Schlussfolgerungen für allfällige Anpassungen zu ziehen. Nachhaltige Maßnahmen zur Steigerung des kosteneffizienten Netzausbaus und -betriebs wären zu forcieren.

- 13.3 Das Ministerium teilte in seiner Stellungnahme mit, dass das EIWG vom Dezember 2025 in weiten Teilen die Rechtsgrundlage für eine Reihe von Maßnahmen zur flexiblen Netznutzung bilde, etwa die Spitzenkappung (§ 101 EIWG) sowie die Möglichkeit eines flexiblen Netzzugangs im Verteilernetz (§ 103 EIWG). Das seien neue Instrumente, die dazu beitragen sollten, das Ziel eines kosteneffizienten Netzausbaus zu erreichen; geringfügige Einschränkungen der Einspeisung würden in Kauf genommen, sofern dadurch bestehende Netzkapazitäten effizienter genutzt werden könnten.

Zwei Jahre nach dem Inkrafttreten, d.h. im Dezember 2027, seien die Maßnahmen der Spitzenkappung und des flexiblen Netzzugangs im Verteilernetz zu evaluieren. Dabei seien insbesondere die Wirkungen der Bestimmungen zur Integration sowie zur Kostenentwicklung von Stromerzeugungsanlagen zu prüfen und allfällige Verbesserungspotenziale aufzuzeigen. Der Empfehlung des RH – Evaluierung der im EIWG vorgesehenen Maßnahmen zur flexiblen Netznutzung – werde somit entsprochen.

- 13.4 Der RH betonte gegenüber dem Ministerium, dass die Analyse der Entwicklung von Netzkosten und -entgelten auch Teil der Evaluierung der Maßnahmen im EIWG zur flexiblen Netznutzung sein sollte, um zu bewerten, wie diese Maßnahmen geeignet sind, die Kosten für den Netzausbau zu dämpfen. Er hielt daher seine Empfehlung aufrecht.

Monitoring von Netzentwicklung und Netzverfügbarkeit

Strategische Ausrichtung des Ministeriums

14.1 (1) Gemäß Bundesministerienengesetz 1986⁶¹ haben die Ministerien in ihrem Wirkungsbereich alle Fragen wahrzunehmen und zusammenfassend zu prüfen, denen zur Koordinierung der vorausschauenden Planung der ihnen übertragenen Sachgebiete grundsätzlich Bedeutung zukommt. Sie haben dabei auf alle Gesichtspunkte Bedacht zu nehmen, die für den Bund von Bedeutung sind. In der Energiepolitik sind Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit sowie Wettbewerbsfähigkeit und Leistbarkeit als übergeordnete Ziele (energiepolitisches Zieldreieck) ausgewogen und gleichwertig zu verfolgen.

(2) Der Klima- und Energiestrategie (#mission2030) der Bundesregierung vom Mai 2018 zufolge sind die Netzbetreiber Wegbereiter für Investitionen in erneuerbare Energie. Der Netzausbau und der Erneuerbaren-Ausbau müssen systemisch erfolgen. Synchronität und Gesamtplanung bringen Versorgungs- und Planungssicherheit sowie Kosteneffizienz. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sollten u.a. die Stromnetze modernisiert und erweitert sowie die Struktur der Netztarife angepasst werden, etwa durch systemdienlich flexibel gestaltete Tarife. Einen langfristigen Plan zur Transformation der Stromnetze mit den wesentlichen Handlungsfeldern und prioritären Maßnahmen sowie zum Zeitrahmen für die Umsetzung hatte das Ministerium nicht.

Das Ministerium hatte die Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie gemäß § 88a ElWOG 2010 bis 30. Juni 2023 zu veröffentlichen. Es legte diese im November 2024 vor. Als eine wesentliche Herausforderung erachtete es die ausreichende Verfügbarkeit von Netzkapazitäten angesichts höherer Verbrauchs- und Erzeugungsspitzen sowie einer veränderten Einspeisestruktur. Zu den Handlungsfeldern laut Strategie zählten u.a.

- ein Gesamtkonzept zur Nutzung von saisonalen Flexibilitäten und Verlagerungsmöglichkeiten, z.B. Speicherpotenzialen,
- Maßnahmen und Anreize, um Flexibilitäten und Erneuerbaren-Anlagen netz- und systemdienlich einzusetzen,
- die Inanspruchnahme von Flexibilitätpotenzialen, z.B. von steuerbaren Anlagen, deren Stromverbrauch bei hoher Stromnachfrage vorübergehend gesenkt oder verlagert werden kann, sowie

⁶¹ § 3a Abs. 2 Z 3, BGBl. 76/1986 i.d.g.F.

- die Anpassung und Optimierung der Netze; dazu stehe das Ministerium im regelmäßigen Austausch mit der E-Control und den Netzbetreibern, um Handlungserfordernisse festzustellen.

Vielfach verwies das Ministerium in der Strategie darauf, mögliche Umsetzungsmaßnahmen zu evaluieren, z.B. eine geänderte Tarif- und Entgeltgestaltung, um Flexibilitätspotenziale zu nutzen. Konkrete Zeitpläne oder Fristen gab es nicht, bei Bedarf sollten rechtliche und regulatorische Vorgaben angepasst werden. Weitere Handlungsfelder thematisierte das Ministerium in seinen strategischen Überlegungen nicht, wie

- die Digitalisierung der Netze, u.a. Smart Metering und Smart Grids, oder
- die Wettbewerbsfähigkeit und Leistbarkeit, etwa die Finanzierung und verursachergerechte Kostentragung bei regional unterschiedlicher Entwicklung der Netzkosten (je nach Anzahl der Erneuerbaren-Anlagen).

Die Strategie sah ein Monitoring der Netzsicherheit und -stabilität, der Entwicklung von Erzeugung, Verbrauch und Netzausbau sowie allfälliger Umsetzungsmaßnahmen vor. Das jährlich zu erstellende Lagebild, u.a. mit einer Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Netzsituation, sollte im Herbst 2025 erstmals vorliegen.

(3) Die Klima- und Energiestrategie (#mission 2030) forderte ein laufendes Monitoring der Zielerreichung und der Fortschritte beim Erneuerbaren-Ausbau im Rahmen des energiepolitischen Zielsystems. Das Ministerium verfügte im Strombereich über eine Reihe von Einzelberichten und -analysen zum Erneuerbaren-Ausbau und der Netzinfrastruktur, z.B.

- jährliche Berichte der E-Control: EAG-Monitoringbericht, Monitoringbericht „Versorgungssicherheit Strom“ ([TZ 15](#)), Monitoringbericht Smart Meter,
- die EAG-Evaluierung 2024 sowie den ÖNIP vom April 2024 ([TZ 6](#)).

Bis Anfang 2025 bestand kein systematisches Monitoring bzw. strategisches Controlling, das auch Hemmnisse und Verzögerungen im Transformationsprozess sowie Handlungsbedarf aufzeigte. Ebenso fehlte ein Überblick über

- die voraussichtlichen Gesamtkosten des Ausbaus und der Systemintegration erneuerbarer Energie einschließlich der Kosten für den Netzausbau sowie
- die Finanzierung dieser Kosten durch öffentliche Haushalte (Bund und Länder) und aus regulierten Netzentgelten sowie staatlich beeinflussbaren Bestandteilen der Energiepreise.

Außerdem fehlten Informationen zur Entwicklung der Netzentgelte. Laut Begutachtungsentwurf zum EIWG vom Juli 2025 sollte die E-Control die Entwicklung der Systemnutzungsentgelte jährlich für jeweils fünf Jahre schätzen und diese Schätzung veröffentlichen.

Der RH hatte bereits in seinem Bericht „Ökostromförderung am Beispiel von Windkraft und Photovoltaik“ (Reihe Bund 2020/15, TZ 40) empfohlen, für den Ausbau erneuerbarer Energie ein Monitoring und ein strategisches Controlling einzurichten sowie Transparenz über die Kosten der Energiewende herzustellen.

- 14.2 Der RH vermerkte, dass Österreich energiepolitisch die Transformation des Energiesystems und den Ausbau erneuerbarer Energie im Rahmen gleichrangiger übergeordneter Ziele (Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Leistbarkeit) verfolgte. Er hielt kritisch fest, dass das Ministerium dafür keinen langfristigen Gesamtplan hatte, der auch die Transformation der Stromnetze umfasste, obwohl mit Blick auf die Synchronisierung von Netz- und Erneuerbaren-Ausbau sowie auf Art und Umfang der erforderlichen Anpassungen im Bereich der Netze Handlungsbedarf bestand. Der erstmals im April 2024 vom Ministerium veröffentlichte ÖNIP verbesserte die Koordinierung des Netzausbaus mit dem Erneuerbaren-Ausbau und der Speicherung, fokussierte jedoch im Strombereich auf das Übertragungsnetz.

Der RH merkte kritisch an, dass das Ministerium die Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie erst im November 2024, somit um 16 Monate verspätet, veröffentlichte. Diese Strategie enthielt eine Reihe relevanter Handlungsfelder für die Transformation der Stromnetze, vielfach gab es jedoch keine konkreten Maßnahmen und Zeitpläne für die Umsetzung. Für eine strategische Gesamtplanung fehlten aus Sicht des RH zudem Handlungsfelder und Maßnahmen im Bereich der Digitalisierung der Netze sowie der Wettbewerbsfähigkeit und Leistbarkeit, etwa im Hinblick auf die regionale Verteilungswirkung der unterschiedlichen Entwicklung von Netzkosten (je nach Anzahl der Erneuerbaren-Anlagen). Nach Ansicht des RH erforderten die Komplexität der Energiewende mit einer großen Anzahl an Akteuren, darunter 114 Verteilernetzbetreibern, und die Bedeutung einer zukunftsfähigen Energieinfrastruktur ein zeitlich und sachlich abgestimmtes Handeln aller beteiligten Akteure.

Der RH empfahl dem Ministerium, in Zusammenarbeit mit der E-Control, den Ländern und den Netzbetreibern einen langfristigen Gesamtplan zur Transformation der Stromnetze zu erarbeiten, der Handlungsfelder und den Anpassungsbedarf aufzeigt. Er wäre kontinuierlich weiterzuentwickeln und die strategische Begleitung sowie Koordination wären zu verstärken. Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung und Leistbarkeit für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie für die öffentlichen Haushalte wären dabei gleichrangig zu verfolgen.

Der RH hielt fest, dass die nationale Klima- und Energiestrategie (#mission 2030) aus 2018 ein Monitoring im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks vorsah. Er wies kritisch darauf hin, dass ein solches systematisches Monitoring fehlte, obwohl dem Ministerium eine Reihe von Berichten, Analysen sowie Daten zum Ausbau der Erneuerbaren und der Netzinfrastruktur vorlag. Der RH vermisste zudem eine Darstellung der Gesamtkosten und des Finanzierungsbedarfs zur Umsetzung der Energieziele, insbesondere auch zu der zu erwartenden Entwicklung von Netzkosten und -entgelten. Er merkte an, dass ohne laufendes systematisches Monitoring der Energiesystemwende Voraussetzungen für ein strategisches Controlling fehlten, um das Erreichen der Ziele für den Ausbau und die Systemintegration der erneuerbaren Energie sowie die Transformation des bestehenden Energiesystems im Sinne des energiepolitischen Zieldreiecks gleichrangig zu steuern.

Der RH empfahl dem Ministerium unter Hinweis auf seinen Bericht „Ökostromförderung am Beispiel von Windkraft und Photovoltaik“ (Reihe Bund 2020/15), für die strategische Steuerung der Transformation des Energiesystems ein systematisches Monitoring und ein strategisches Controlling einzurichten. Zu diesem Zweck wären aussagekräftige Kennzahlen bzw. Schlüsselindikatoren zu definieren und das Berichtswesen entsprechend auszurichten bzw. zu reorganisieren.

Er empfahl dem Ministerium weiters, Transparenz zu schaffen über die direkten und indirekten Kosten des Erneuerbaren-Ausbau und über dessen Finanzierung sowohl aus Budgets der Gebietskörperschaften einschließlich indirekter steuerlicher Förderungen oder Abgabenverzicht als auch aus Beiträgen, die von den Endkunden direkt eingehoben werden bzw. im Rahmen der regulierten Netzentgelte dafür anfallen.

- 14.3 Laut Stellungnahme des Ministeriums werde das Ziel eines langfristigen Gesamtplans zur Transformation der Stromnetze mit dem ÖNIP angestrebt. Dieser stelle den Netzausbaubedarf sektorenübergreifend dar und betrachte ihn gemeinsam mit den Ausbaubedarfen und -szenarien erneuerbarer Erzeugung. Seine Aktualisierung und Weiterentwicklung seien im Regierungsprogramm verankert und Priorität des Ministeriums. Der Begutachtungsentwurf des Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetzes sehe zur stärkeren Berücksichtigung der Transformation der Stromnetze bereits vor, den ÖNIP um die Netzebene 4 des Stromverteilernetzes zu erweitern; zudem sollten die Grundsätze des ÖNIP – Versorgungssicherheit, Leistbarkeit, Dekarbonisierung – um den Aspekt einer bedarfsgerechten und vorausschauenden Dimensionierung der Infrastruktur ergänzt und solle das Aktualisierungsintervall von fünf auf vier Jahre verkürzt werden.

Ein zusätzliches, eigenständiges Planungsinstrument für Stromnetze zu schaffen, werde derzeit nicht als mehrwertstiftend erachtet, weil es knappe Personal- und Budgetressourcen binde und zu Parallelstrukturen im bestehenden Planungsrahmen führen könnte; ein weiteres Planungsinstrument könnte die Kohärenz der Planungs-

landschaft schwächen und die Planungs- und Investitionssicherheit für Stakeholder verringern. Vorrangig sei daher, Bürokratie abzubauen und zu vermeiden, bestehende Instrumente weiterzuentwickeln, aufeinander abzustimmen und die Schnittstellen klar zu gestalten. Ein stärkerer Fokus auf die Darstellung wesentlicher Handlungsfelder der Transformation und eine realistische Dimensionierung der Stromnetze in der nächsten Fassung des ÖNIP würden als zielführende Weiterentwicklung angesehen.

Der integrierte Nationale Klima- und Energieplan (NEKP), der ÖNIP, das EAG und der Entwurf zum Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz seien gemeinsam die Grundlage für ein integriertes Monitoring- und Controllingssystem und würden sowohl finanzielle als auch strukturelle und zeitliche Aspekte der Transformation erfassen. Der zentrale nächste Schritt könnte darin liegen, diese Instrumente noch enger miteinander zu verzahnen, Rückkoppelungsschleifen zu institutionalisieren und damit die strategische Steuerungsfähigkeit der öffentlichen Hand weiter zu stärken. Dabei sollte die Steuerungs- und Wirkungsorientierung im Vordergrund stehen.

Zur Empfehlung, Transparenz über direkte und indirekte Kosten des Erneuerbaren-Ausbaus und dessen Finanzierung zu schaffen, teilte das Ministerium mit, dass mit dem EAG ein klar strukturierter Rechtsrahmen geschaffen worden sei, der Transparenz durch das jährliche EAG-Monitoring und die periodische Evaluierung des Fördersystems vorsehe. Die direkten Kosten des Erneuerbaren-Ausbaus, u.a. Förderaufwendungen nach dem EAG, würden im EAG-Monitoring jährlich veröffentlicht. Der RH weise zu Recht darauf hin, dass der Ausbau erneuerbarer Energien auch indirekte Kosten bzw. Systemkosten verursache. Diese würden außerhalb des EAG-Förderregimes über andere Mechanismen (Netzentgelte, allgemeine Budgetmittel) finanziert. Die Zahlungsströme und Fördervolumen seien grundsätzlich transparent und öffentlich nachvollziehbar; auf strategischer Ebene, z.B. Gesamtkosten der Energiewende und langfristige Investitionsbedarfe, sei eine noch stärker dokumentierte Kostendarstellung zu evaluieren.

- 14.4 Der RH erachtete die vom Ministerium angestrebte Weiterentwicklung des ÖNIP grundsätzlich als zweckmäßig, gab jedoch zu bedenken, dass der ÖNIP als Rahmeninstrument vor allem auf die Übertragungsnetze abstellte. Die Transformation der Stromnetze umfasst jedoch auch viele Handlungsfelder im Verteilernetz, u.a. die Digitalisierung ([TZ 23](#)), die Nutzung von Flexibilitäten ([TZ 4](#)) und die Synchronisierung des Erneuerbaren-Ausbaus mit der Stromnetzinfrastuktur ([TZ 6](#)). Eine übergeordnete Planung und strategische Koordination sollten bestehende Instrumente, Prozesse und Formate (z.B. ÖNIP, Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie) nutzen und inkohärente Entwicklungen vermeiden.

Der RH betonte, dass die quantitativen Zielvorgaben in den vom Ministerium genannten Planungsinstrumenten (ÖNIP, EAG, Nationaler Klima- und Energieplan) jedenfalls auch ein laufendes Monitoring bzw. strategisches Controlling erfordern, um Zielabweichungen und allfällige Umsetzungshindernisse festzustellen und konkrete Maßnahmen zur Sicherstellung der gesetzten Ziele veranlassen zu können.

Zur Kostentransparenz des Erneuerbaren-Ausbaus erwiderte der RH, dass alle direkten und indirekten Kosten sowie die Aufbringung der Finanzmittel konsistent, nachvollziehbar und aggregiert auszuweisen sind. Dazu zählen neben direkten Förderaufwendungen auch zusätzliche Systemkosten, u.a. für die Netzintegration und Netzstabilisierung sowie fiskalische Effekte, z.B. Begünstigungen im Steuerrecht. Ohne diese Zusammenschau entsteht ein fragmentiertes, unvollständiges und unter Umständen verzerrtes Bild, wobei die tatsächlichen Gesamtkosten potenziell unterschätzt und eine notwendige Kostendämpfung (z.B. durch ein synchronisiertes Vorgehen) nicht erkannt werden. Dies gilt auch für die Schätzungen der künftigen Kosten und der künftigen Finanzierung der Transformation des Energiesystems.

Der RH hielt daher seine Empfehlungen in diesem Sinne aufrecht.

E-Control – Überwachungsfunktion und Berichtswesen

Berichte der E-Control

- 15.1 (1) Die E-Control hatte im Bereich der Strom-Versorgungssicherheit eine Reihe von Berichts- und Monitoringpflichten sowie Überwachungsaufgaben zur Versorgungsqualität und Netzentwicklung, u.a. zu Qualität und Umfang der Netzwartung. Nachfolgende Tabelle stellt die veröffentlichten Berichte⁶² im Überblick dar:

Tabelle 7: Berichte der E-Control zu Versorgungsqualität und Netzentwicklung

	Ausfall- und Störungsstatistik	Statistik über die Spannungsqualität	Monitoringbericht Versorgungssicherheit Strom
Netzebenen	Hoch- und Mittelspannung		Höchst- und Hochspannung
Inhalte gemäß rechtlichen Vorgaben (Auswahl)	Ursachen und Dauer von Versorgungsunterbrechungen	technische Merkmale der Spannungsqualität	Monitoring zur Vorbereitung potenzieller Energielenkungsmaßnahmen im Krisenfall, u.a. <ul style="list-style-type: none"> • Qualität und Umfang der Netzwartung • Verfügbarkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen und Netzen
	getrennt nach Netzebenen und regionalen Gesichtspunkten: <ul style="list-style-type: none"> • betroffene Netzbetreiber • durchschnittliche und längste Dauer von Versorgungsunterbrechungen • Anzahl betroffener Netzbewerber • Ursache der Versorgungsunterbrechung • geschätzte Menge der von Versorgungsunterbrechung betroffenen elektrischen Energie • Zuverlässigkeitskennzahlen • durchschnittliche Dauer der Wiederherstellung der Versorgung 	<ul style="list-style-type: none"> • beteiligte Netzbetreiber • Anzahl der durchgeführten Messungen und Messorte • Zeitdauer der Messungen • Ergebnisse der Messungen über die Merkmale der Spannung in öffentlichen Stromnetzen 	
Veröffentlichung	bis September des Folgejahres		bis Juli des Folgejahres

Quellen: bezughabende Rechtsquellen; Zusammenstellung: RH

Im Zeitraum 2019 bis 2024 veröffentlichte die E-Control die Berichte zur Ausfall- und Störungsstatistik sowie zur Versorgungssicherheit im Bereich Strom jährlich auf ihrer Website.

⁶² Rechtsgrundlagen für Ausfall- und Störungsstatistik Strom und Statistik über die Spannungsqualität: § 92 ElWOG 2010; § 1 Abs. 2 Z 6 Elektrizitätsstatistikverordnung 2016 des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, BGBl. II 17/2016; NetzdienstleistungsVO Strom 2012; Veröffentlichung gemäß § 17 Abs. 2 Elektrizitätsstatistikverordnung 2016

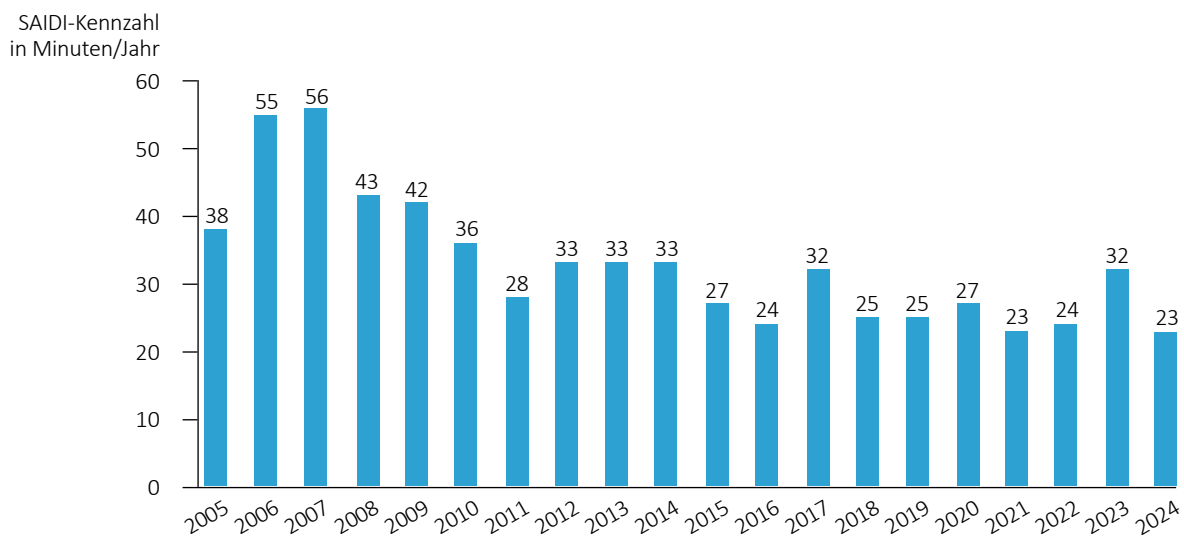
Rechtsgrundlagen für den Monitoringbericht Versorgungssicherheit Strom: § 15 Abs. 2 Energielenkungs-gesetz 2012 (EnLG 2012), BGBl. I 41/2013 i.d.g.F.; Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 der E-Control (E-EnLD-VO 2017), BGBl. II 415/2016 i.d.g.F.; Veröffentlichung gemäß § 28 Abs. 3 Energie-Control-Gesetz, BGBl. I 110/2010 i.d.g.F.

Die Statistik über die Spannungsqualität erstellte die Branchenvertretung Österreichs Energie. Die E-Control kommentierte und veröffentlichte diese Statistik im Zeitraum 2020 bis 2023 nicht wie vorgesehen bis September des jeweiligen Folgejahres, sondern gesammelt im Dezember 2024. Laut E-Control habe sich die Erstellung und Überarbeitung der Berichte durch Österreichs Energie „signifikant verzögert“.

(2) (a) Die Verteilernetzbetreiber hatten für die Ausfall- und Störungsstatistik jede Versorgungsunterbrechung von mehr als einer Sekunde zu erfassen und der E-Control zu melden.⁶³ Die E-Control stellte in ihren Berichten u.a. die Anzahl der Versorgungsunterbrechungen dar; diese war höher als die Anzahl der Störereignisse, weil eine Störung, z.B. ein Kurzschluss, mehrere Unterbrechungen auslösen konnte. Auf diesen Umstand wies sie in ihren Berichten allerdings nicht hin. Weiters bezog sie Unterbrechungen im Bereich von einer Sekunde bis zu drei Minuten nicht in die Berechnung der Kennzahlen zur Versorgungsqualität ein, obwohl kurzfristige Störungen etwa in Industriebetrieben zu Produktionsausfällen führen oder IT-Systeme und Rechenzentren beschädigen können.

Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der ungeplanten Stromausfälle von mehr als drei Minuten (SAIDI-Kennzahl):

Abbildung 7: Ungeplante Stromausfälle in Österreich gemäß SAIDI-Kennzahl



Die SAIDI-Kennzahl zeigt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung von mehr als drei Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres; nicht berücksichtigt sind geplante Unterbrechungen und regional außergewöhnliche Ereignisse, z.B. Überschwemmungen.

Quelle: E-Control; Darstellung: RH

⁶³ Die Netzbetreiber hatten die Versorgungsunterbrechungen in geplante und ungeplante zu unterscheiden. Bei den geplanten war anzuführen, ob vor Abschaltung das Einvernehmen mit den Netzbenutzern hergestellt wurde – diese blieben unberücksichtigt. Die ungeplanten waren nach den folgenden Ursachen weiter zu unterscheiden: atmosphärische Einwirkungen (z.B. Gewitter, Stürme, Eis, Schnee), fremde Einwirkung (etwa durch Dritte oder Tiere), netzbetreiberinterne Gründe (z.B. Fehlschaltungen, Ausfall eines Betriebsmittels), Versorgungsausfall/Rückwirkstörung (aus einem anderen Netz hervorgerufen) und regional außergewöhnliche Ereignisse (diese blieben unberücksichtigt, z.B. massive Überschwemmungen, große Lawinen).

Die SAIDI-Kennzahl ging seit dem Jahr 2007 tendenziell zurück. Die E-Control erklärte den Anstieg von 2022 (24,17 Minuten) auf 2023 (32,27 Minuten) mit vermehrten Versorgungsunterbrechungen durch atmosphärische Einwirkungen (TZ 17). Sie bewertete die Versorgungsqualität weiterhin als gut. Die Berichte zur Ausfall- und Störungsstatistik enthielten Auswertungen und Kennzahlen anonymisiert nach Netzbetreibern. Darstellungen nach regionalen Gesichtspunkten unterblieben, obwohl die Netzbetreiber der E-Control die Ausfälle auch nach den davon betroffenen Gebietstypen (städtisch, intermediär oder ländlich) meldeten.

Einzelne, kleinere Verteilernetzbetreiber in der Steiermark überschritten die maximal zulässige Ausfallsdauer für die SAIDI-Kennzahl von maximal 170 Minuten pro Jahr im dreijährigen Durchschnitt um das bis zu 2,7-Fache. Laut Auskunft der E-Control forderte sie Unternehmen auf, dies zu erläutern und Abhilfemaßnahmen zu setzen. Eine Dokumentation dieser Fälle konnte die E-Control dem RH nicht vorlegen. Die NetzdienstleistungsVO Strom 2012 sah keine Konsequenzen, z.B. Strafzahlungen, bei kontinuierlicher Nichteinhaltung der Standards vor.

(b) Die Anforderungen an die Spannungsqualität⁶⁴ stiegen, vor allem durch die hohe Empfindlichkeit von elektronischen Geräten. Hingegen können elektrische Geräte, wie Photovoltaik-Wechselrichter oder Wärmepumpen, Netzurückwirkungen verursachen und die Spannungsqualität vor allem in der Nieder- und Mittelspannung beeinträchtigen. Es können unerwünschte Flicker, Oberschwingungen und langsame Spannungsänderungen, Spannungseinbrüche und -überhöhungen auftreten.⁶⁵

Die E-Control bewertete im überprüften Zeitraum die Spannungsqualität stets als sehr gut (TZ 16). Sie stellte in den Berichten die Messergebnisse anonymisiert nach Netzbetreibern dar; Auswertungen nach regionalen Gesichtspunkten gab es nicht.

(c) Das Monitoring der Versorgungssicherheit Strom diente nach EU-Recht der Beobachtung der Versorgungssicherheit und nach nationalem Recht der Vorbereitung potenzieller Lenkungsmaßnahmen im Elektrizitätsbereich. Nach dem Energielenkungsgesetz 2012 hatte die E-Control u.a. über die Qualität und den Umfang der Netzwartung und die Verfügbarkeit von Netzen zu berichten. Die Monitoringberichte enthielten im Abschnitt „Verfügbarkeit von Netzen“ die Kennzahlen der Ausfall- und Störungsstatistik. Der Abschnitt „Qualität und Umfang der Netzwartung“ stellte Instandhaltungsprogramme von Netzbetreibern im Überblick dar, ohne Aussage zur Qualität und zum Umfang der Netzwartung und ohne Bewertung der E-Control, etwa im Hinblick auf den Zustand der Betriebsmittel und die Versorgungssicherheit.

⁶⁴ Norm OVE EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

⁶⁵ Flicker: Spannungsschwankungen in Stromnetzen; Oberschwingungen: unerwünschte höhere Frequenzen, z.B. durch Energiesparlampen und Photovoltaik-Wechselrichter; langsame Spannungsänderung: Abweichungen des 10-Minuten-Mittelwerts von der vereinbarten Versorgungsspannung, etwa durch Laständerungen in einem Verteilernetz; Spannungseinbrüche und -überhöhungen: kurzfristige Spannungsänderungen, die zu Funktionsstörungen elektronischer Geräte führen können

Die Texte in den Monitoringberichten von 2019 bis 2024 zur Netzwartung waren nahezu wortident.

- 15.2 (1) Der RH hielt fest, dass der E-Control umfangreiche Monitoring- und Berichtspflichten zur Strom-Versorgungssicherheit und Netzentwicklung oblagen. Er kritisierte, dass sie die Statistikberichte über die Spannungsqualität für die Berichtsjahre 2020 bis 2023 erst mit einer Verspätung von bis zu drei Jahren im Dezember 2024 veröffentlichte und damit ihrer jährlichen Berichtspflicht nicht zeitgerecht nachkam. Aus Sicht des RH ersetzte die nachträgliche Veröffentlichung kein jährliches Berichtswesen.

Der RH empfahl der E-Control, die Erhebungen für ihr Berichtswesen so zu organisieren, dass die Daten zeitgerecht vorliegen und die Fristen für die Veröffentlichung eingehalten werden können.

- (2) Der RH wies kritisch darauf hin, dass einzelne, kleinere Verteilernetzbetreiber in der Steiermark die höchstzulässige Dauer von Netzausfällen von maximal 170 Minuten pro Jahr um das bis 2,7-Fache überschritten. Er beanstandete, dass die E-Control die Klärung dieser Sachverhalte mit den betreffenden Unternehmen sowie die Abhilfemaßnahmen und deren Umsetzung nicht dokumentierte. Aus Sicht des RH tragen vollständige Daten zu Ausfällen und Störungen dazu bei, allfällige Risiken im System frühzeitig zu erkennen, z.B. klimabedingte Einflüsse, Materialermüdung, Zeitverzug in Investitions- und Wartungszyklen, sowie Veränderungen im Netzbetrieb.

Der RH empfahl der E-Control, relevante Daten zur Versorgungsqualität der Netzbetreiber – u.a. Ursachen für Störungen und Ausfälle, Instandhaltungs- und Investitionszyklen – künftig verstärkt systematisch zu analysieren. Allfällige Abweichungen auf regionaler Ebene oder im Zeitverlauf wären näher zu untersuchen und Schlussfolgerungen zu Risiken für den Netzbetrieb zu ziehen.

Weiters empfahl er der E-Control, die Kommunikation mit den Netzbetreibern im Rahmen ihrer regulatorischen Aufgaben nachvollziehbar zu dokumentieren. Dies umfasst auch die Umsetzung zugesagter oder vereinbarter Abhilfemaßnahmen nach Netzausfällen.

Außerdem verwies der RH auf seine Empfehlung in TZ 9, die Qualitätsregulierung mit der Entgeltregulierung zu verknüpfen.

- (3) Der RH hielt weiters fest, dass die E-Control die Versorgungs- und Spannungsqualität in Österreich im überprüften Zeitraum als gut bzw. sehr gut bewertete. Er verwies auf die große Heterogenität der 114 österreichischen Verteilernetze, u.a. hinsichtlich Netzgröße, Verkabelungsgrad, Bevölkerungsdichte, Siedlungsstruktur oder installierter Leistung von Erneuerbaren-Anlagen. Der RH kritisierte, dass die

Berichte der E-Control der rechtlich geforderten regionalen Differenzierung nicht entsprachen, obwohl ihr Daten der Netzbetreiber nach städtischen, ländlichen oder intermediären Gebieten vorlagen. Aus Sicht des RH erfüllten die anonymisierten Berichts-Abbildungen die rechtlichen Vorgaben nicht vollständig, weil sie keine Beurteilung erlaubten, ob und in welcher Weise sich regionale Unterschiede der Verteilernetze auf die Versorgungsqualität auswirken konnten.

Ferner beanstandete der RH, dass die E-Control

- in ihren Berichten zur Ausfall- und Störungsstatistik nur die Anzahl der Versorgungsunterbrechungen darstellte. Da mehrere Unterbrechungen vom selben Störereignis ausgehen konnten, war dies jedoch kein geeigneter Indikator, um die Anzahl und Häufigkeit von Störungen in den Stromverteilernetzen zu analysieren.
- Netzausfälle mit einer Dauer von bis zu drei Minuten zwar erhob, diese Informationen jedoch nicht in die Berechnung der Kennzahlen zur Beurteilung der Versorgungsqualität (u.a. SAIDI) einfließen.

Nach Ansicht des RH konnte dies die Aussagekraft der Ausfall- und Störungsstatistik einschränken.

Der RH empfahl der E-Control, die Aussagekraft ihrer Berichte zur Versorgungsqualität zu erhöhen, indem sie ihren Berichtspflichten unter Nutzung bereits bestehender Möglichkeiten nachkommt und die von den Verteilernetzbetreibern erhobenen Daten nach zweckmäßigen Kriterien für das Berichtsjahr analysiert und im Zeitverlauf vergleicht, z.B. regionale Clusterung, Größe des Netzbetreibers, Kundengruppen, Dauer und Anzahl der Netz-Ausfälle. Die Ergebnisse der Analysen wären zu veröffentlichen. Die Schlussfolgerungen aus dem Vergleich der Daten der heterogenen Stromverteilernetze sollten zur Hebung der Versorgungsqualität genützt werden.

Der RH bewertete die Angaben der E-Control im Monitoringbericht Versorgungssicherheit Strom zu Qualität und Umfang der Netzwartung als wenig aussagekräftig, weil sie keine Auskunft über Qualität und Umfang der Instandhaltung gab und die Angemessenheit der getroffenen Maßnahmen für die Versorgungssicherheit nicht bewertete. Nach Ansicht des RH wären dafür beispielsweise das Alter der Betriebsmittel (TZ 19), Anzahl, Dauer und Ursachen von Ausfällen bzw. Störungen (TZ 17) sowie die Instandhaltungsstrategien und die Entwicklung der Instandhaltungsausgaben (TZ 25) auch im Zeitverlauf zu erheben und zu analysieren.

Der RH empfahl der E-Control, im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit geeignete Daten zu Art und Umfang der Instandhaltungstätigkeiten von Netzbetreibern zu verlangen, die eine Analyse der Netzwartung im Zeitverlauf erlauben. Die Ergebnisse ihrer Bewertung wären in den jährlichen Monitoringberichten zu veröffentlichen.

Messkonzepte

16.1 (1) Die Verteilernetzbetreiber hatten – auf Grundlage der Messkonzepte der E-Control – Daten für die Statistiken zu den Ausfällen und Störungen sowie zur Spannungsqualität zu erfassen:

- Versorgungsunterbrechungen auf der Hoch- und Mittelspannungsebene von mehr als einer Sekunde wurden automatisiert erfasst und mitbetroffene Zählpunkte auf der Niederspannungsebene berücksichtigt.
- Versorgungsunterbrechungen, die ausschließlich auf der Niederspannungsebene auftraten, registrierten die Netzbetreiber – mangels automatisierter Messungen – oftmals erst nach Hinweis betroffener Kunden. Diese Ausfälle blieben in den Statistiken der E-Control unberücksichtigt (**TZ 17**).
- Die Statistik über die Spannungsqualität basierte laut Messkonzept der E-Control auf jährlichen Messungen an 400 Stellen gemäß NetzdienstleistungsVO Strom 2012, davon waren 360 nach einem Statistikverfahren ausgewählt, 40 waren im Voraus festgelegt. Die Messungen erfolgten ausschließlich auf Ebene der Hoch- und Mittelspannung; die Niederspannung war nicht umfasst.

In vier der fünf vom RH überprüften Jahre wurde an weniger als 400 Stellen gemessen; mit jeweils elf Stellen fehlten 2022 und 2023 die meisten Messungen. Die E-Control erläuterte die Abweichungen zum Messkonzept in ihren Berichten nicht; gegenüber dem RH begründete sie diese mit fehlerhaften Meldungen eines Netzbetreibers sowie mit unbrauchbaren Ergebnissen einzelner Messstellen.

(2) Die in Österreich eingesetzten Smart Meter können auch Parameter zur Spannungsqualität messen, u.a. Frequenz und Spannungshöhe. Smart Metering erlaubt künftig daher auch die kontinuierliche Erfassung von Netzzuständen.⁶⁶ Mit Smart-Meter-Messdaten könnte die automatisierte Erfassung von Aspekten der Spannungsqualität und von Versorgungsunterbrechungen auf der Niederspannungsebene verbessert werden (**TZ 23**). CEER⁶⁷ empfahl, den Einsatz von Smart Metern zur Überwachung der Spannungsqualität verstärkt zu untersuchen und den Einfluss dezentraler Erzeugung und von Prosumern auf die Spannungsqualität zu analysieren.

Laut einer von der E-Control beauftragten Studie⁶⁸ könnten künftige Anwendungsfälle des Smart Metering in der kontinuierlichen Erfassung des Netzzustands, der Netzbelastung und der Spannungsqualität liegen. Die E-Control verfügte allerdings

⁶⁶ siehe auch RH-Bericht „Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“ (Reihe Bund 2024/15, TZ 37)

⁶⁷ 6th CEER Benchmarking report on the quality of electricity and gas supply (2016) sowie 7th CEER-ECRB Benchmarking report on the quality of electricity and gas supply (2022)

⁶⁸ Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik et al., Studie zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems, Abschlussbericht 18. August 2022

über kein Konzept für ein solches erweitertes Monitoring der Niederspannungsebene unter Nutzung von Smart-Meter-Daten.

- 16.2 Der RH hielt fest, dass die Messkonzepte der E-Control zur Bewertung der Versorgungsqualität (Ausfälle, Spannungsqualität) die Niederspannungsebene unvollständig erfassten. Im Hinblick auf die fortschreitende dezentrale Stromeinspeisung durch Prosumer und die neuen Lasten (Wärmepumpen, E-Mobilität) auf dieser Netzebene betonte der RH die zunehmende Bedeutung der Kenntnis des Netzzustands auf allen Spannungsebenen einschließlich der Niederspannung.

Er wies kritisch darauf hin, dass Messungen der Verteilernetzbetreiber zur Spannungsqualität die rechtlich geforderte Anzahl von 400 Messstellen in vier von fünf Berichtsjahren nicht erreichten. Fehlende Messdaten konnten aber die Beurteilung der Messungen verzerren sowie zu falschen Schlussfolgerungen führen.

Der RH empfahl der E-Control, die Messkonzepte für die Versorgungsqualität weiterzuentwickeln, um Daten bis zur Niederspannungsebene durchgängig zu erfassen und diese für das Monitoring und für Analysen zu nutzen. Dabei wäre auch die Nutzung von Smart-Meter-Messdaten zu untersuchen.

Er empfahl der E-Control außerdem, sicherzustellen, dass die Messung der Spannungsqualität in der rechtlich vorgesehenen Mindestanzahl durchgeführt wird.

- 16.3 Zur Versorgungssicherheit teilte die E-Control in ihrer Stellungnahme mit, dass die Auswertungen der Ausfall- und Störungsdaten ausreichend, effizient und den internationalen Best-Case-Standards entsprechend seien. Eine vollständige, effiziente Erfassung der Niederspannungsebene sei erst mit Nutzung von Smart-Meter-Messdaten möglich. Das EIWG werde eine gesetzliche Grundlage zur Erhebung und Verwendung von Spannungswerten schaffen, um Smart-Meter-Daten für die Versorgungsqualität nutzen zu können. Die Smart Meter hätten bis Ende 2024 zu 95 % ausgerollt sein sollen; einige Netzbetreiber hätten dieses Ziel nicht erreicht. Eine etwaige Verwendung von Smart-Meter-Messdaten für die Prüfung der Versorgungssicherheit (Ausfälle) im überprüften Zeitraum 2019 bis 2024 scheidet daher schon aus diesem Grund aus.

- 16.4 Der RH entgegnete der E-Control, dass ihre Ausfall- und Störstatistiken – obwohl rechtlich gefordert – nicht regional differenzierten. Er verwies auf seine Empfehlung in TZ 15, die Aussagekraft ihrer Berichte zur Versorgungsqualität zu erhöhen.

Die Kritik des RH stellte auf Lücken im Messkonzept für die Niederspannungsebene ab. Er erinnerte die E-Control daran, dass sie Anfang 2025 noch kein Konzept für ein auf Smart-Meter-Daten basierendes Monitoring der Niederspannungsebene hatte. Dies, obwohl schon der EIWG-Begutachtungsentwurf vom Jänner 2024 die Nutzung

von Smart-Meter-Messdaten durch die Netzbetreiber vorsah und die 13 größten österreichischen Netzbetreiber Ende 2024 eine Smart-Meter-Ausrollung von 95 % erreicht hatten⁶⁹. Dementsprechend hätten Konzepte entwickelt und getestet werden können.

Er blieb bei seiner Empfehlung, die Messkonzepte für die Versorgungsqualität weiterzuentwickeln und dabei auch die Nutzung von Smart-Meter-Messdaten zu untersuchen.

Versorgungsunterbrechungen bei der Netz NÖ und den Wiener Netzen

17.1 (1) Die E-Control berücksichtigte bei der Berechnung der Kennzahlen zur Versorgungssicherheit geplante und folgende ungeplante Unterbrechungen:

- atmosphärische Einwirkungen, u.a. Gewitter, Stürme, Schnee,
- Einwirkungen Dritter, u.a. Erd- und Baggararbeiten,
- netzbetreiberinterne Ursachen, u.a. Ausfälle von Betriebsmitteln, und
- Störungen aus anderen Netzen oder Ausfall der Versorgung (Rückwirkstörungen).

Regional außergewöhnliche Ereignisse, z.B. massive Überschwemmungen, waren von der Berechnung ausgenommen.

⁶⁹ siehe E-Control, Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2025 – Berichtsjahr 2024, S. 13

Nachfolgende Tabelle zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer sowie die Anzahl der Störereignisse bei der Netz NÖ und den Wiener Netzen in den Jahren 2019 bis 2024:

Tabelle 8: Ungeplante Versorgungsunterbrechungen und Störereignisse (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 ¹
ungeplante Versorgungsunterbrechungen (ohne regional außergewöhnliche Ereignisse)	SAIDI-Kennzahl in Minuten					
Netz Niederösterreich GmbH	19,87	24,59	19,52	16,73	25,85	20,30
WIENER NETZE GmbH	20,27	21,73	19,40	21,96	22,38	18,29
Durchschnitt aller Verteilernetzbetreiber in Österreich	25,14	26,58	23,00	24,17	32,27	23,41
Störereignisse (z.B. Kurzschluss, beschädigte Leitung)	Anzahl					
Netz Niederösterreich GmbH	530	556	426	462	530	572
<i>davon</i>						
<i>Störungen mit netzbetreiberinterner Ursache</i>	219	229	215	211	196	234
<i>sonstige Störungen (u.a. atmosphärische Einwirkungen)</i>	311	327	211	251	334	338
WIENER NETZE GmbH	216	226	205	214	259	218
<i>davon</i>						
<i>Störungen mit netzbetreiberinterner Ursache</i>	127	168	137	143	169	177
<i>sonstige Störungen (u.a. atmosphärische Einwirkungen)</i>	89	58	68	71	90	41

SAIDI = durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres

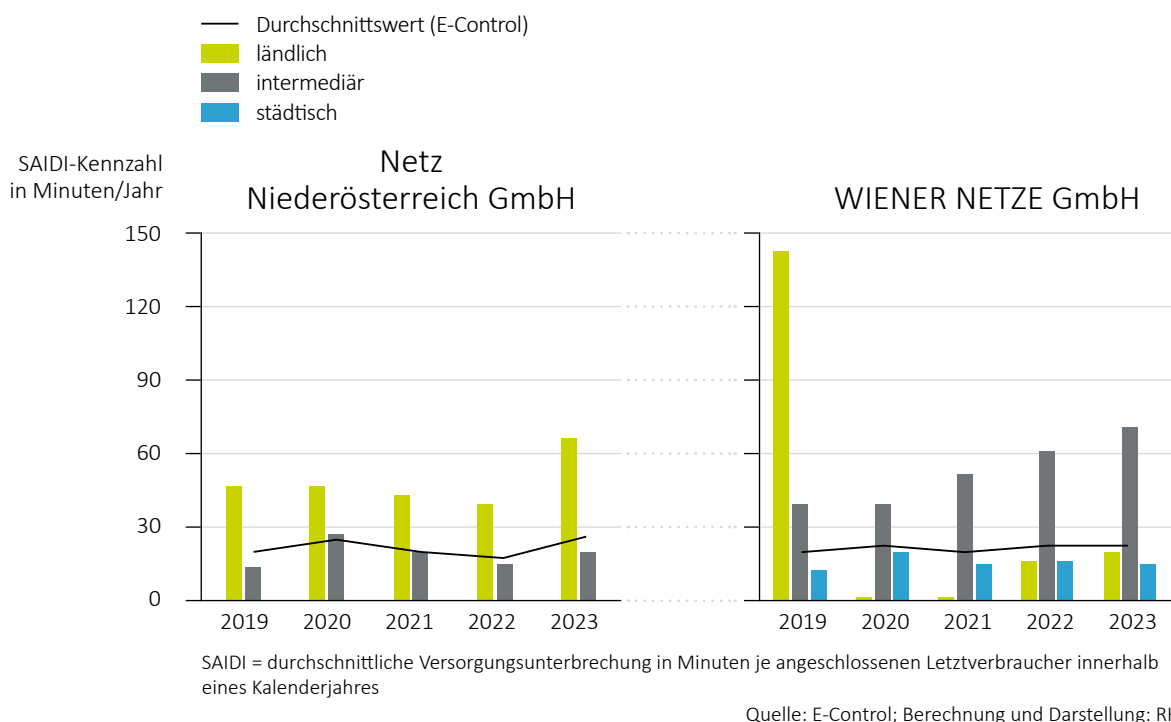
¹ Die Daten für das Jahr 2024 aktualisierte der RH nach Ende der Einschau.

Quellen: E-Control; Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Zusammenstellung: RH

- Die jährliche Nichtverfügbarkeit schwankte bei der Netz NÖ zwischen 16,73 und 25,85 Minuten je Kunden und ging bei den Wiener Netzen von 20,27 auf 18,29 Minuten je Kunden zurück; sie lag stets unter dem Durchschnitt aller Verteilernetzbetreiber Österreichs. In den Jahren mit den höchsten Werten (Netz NÖ: 2020, 2023; Wiener Netze: 2023) war der Anteil der atmosphärischen Einwirkungen überdurchschnittlich hoch.
- Bei der Netz NÖ traten stets mehr Störereignisse auf als bei den Wiener Netzen. Die Anzahl stieg bei beiden Netzbetreibern ab 2021: bei der Netz NÖ bis 2024, bei den Wiener Netzen ging die Anzahl von 2023 bis 2024 hingegen wieder zurück. Die meisten Störereignisse des Zeitraums 2019 bis 2024 entfielen bei beiden auf netzbetreiberinterne Ursachen (Netz NÖ 42 %, Wiener Netze 69 %).
- Bei den Wiener Netzen verursachten defekte Muffen im Mittelspannungsnetz 53 % der Störungen mit netzbetreiberinterner Ursache; bei der Netz NÖ lag dieser Anteil dagegen bei 5 % (TZ 19).

(2) Die Landes-Netzbetreiber erfassten die Versorgungsunterbrechungen gemäß Vorgaben der E-Control auch nach Siedlungsstrukturen: ländlich, intermediär oder städtisch. Die E-Control nahm keine differenzierten Auswertungen vor (TZ 15). Der RH wertete die Unterbrechungsdauer nach der Siedlungsstruktur am Beispiel der Jahre 2019 bis 2023 aus:⁷⁰

Abbildung 8: Unterbrechungsdauer nach Siedlungsstruktur (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH)



Die Unterbrechungsdauer nach Siedlungsstrukturen war unterschiedlich und lag teilweise über den von der E-Control ermittelten Durchschnittswerten je Netzbetreiber: Bei der Netz NÖ war die Nichtverfügbarkeit in den ländlichen Gebieten stets doppelt so hoch wie oder höher als in intermediären Gebieten. Bei den Wiener Netzen zeigten – außer im Jahr 2019 – die intermediären Gebiete die höchsten Werte. Im Jahr 2019 führten im ländlichen Gebiet wenige Stromausfälle mit verhältnismäßig vielen Netzkunden zu einer SAIDI-Kennzahl von rd. 145 Minuten.

(3) Die Ausfall- und Störungsstatistik der E-Control umfasste bei den Kennzahlen zur Versorgungsqualität weder Kurzzeitunterbrechungen von weniger als drei Minuten noch Störungen auf der Niederspannungsebene (TZ 15). Der RH wertete die Daten der beiden Landes-Netzbetreiber zu Versorgungsunterbrechungen von bis zu drei

⁷⁰ Gemäß EUROSTAT-Definition des Urbanisierungsgrads: In städtischen Gebieten leben mindestens 50 % der Bevölkerung in einem oder mehreren dicht besiedelten urbanen Zentren. In ländlichen Gebieten leben über 50 % der Bevölkerung in dünn besiedelten Gegenden. Gebiete mit mittlerer Bevölkerungsdichte, z.B. kleinere Städte, zählen zu den intermediären Gebieten (<https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/degree-of-urbanisation/methodology>, abgerufen am 2. September 2025).

Minuten sowie die Unterbrechungen auf der Niederspannungsebene aus. Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der ungeplanten Stromausfälle in der Hoch- und Mittelspannung nach ihrer Dauer sowie ausschließlich in der Niederspannungsebene aufgetretene Störungen in den Jahren 2019 bis 2023:

Tabelle 9: Ungeplante Versorgungsunterbrechungen auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH)

	2019	2020	2021	2022	2023
	SAIDI-Kennzahl in Minuten				
Netz Niederösterreich GmbH					
Hoch- und Mittelspannung					
• Unterbrechungen > 3 Minuten (laut E-Control)	19,87	24,59	19,52	16,73	25,85
• Unterbrechungen < 3 Minuten ¹	0,34	0,57	0,29	0,42	0,32
Niederspannungsstörungen ²	2,65	2,87	2,59	2,23	3,51
WIENER NETZE GmbH					
Hoch- und Mittelspannung					
• Unterbrechungen > 3 Minuten (laut E-Control)	20,27	21,73	19,40	21,96	22,38
• Unterbrechungen < 3 Minuten ¹	0,03	0,08	0,00	0,01	0,02
Niederspannungsstörungen	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.

n.v. = nicht verfügbar

SAIDI = durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres

¹ Berechnung: RH

² Laut Kunden-Ticketsystem der Netz Niederösterreich GmbH: Die tatsächliche Dauer konnte länger sein, weil Unterbrechungen nicht automatisiert, sondern erst nach Kundenhinweisen erfasst wurden.

Quellen: E-Control; Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Berechnung und Zusammenstellung: RH

Bei den Wiener Netzen fiel die Nichtverfügbarkeit der Netze bis zu einer Dauer von drei Minuten (nach der SAIDI-Kennzahl) aufgrund kurzer Unterbrechungsdauern und hoher Gesamtkundenanzahl sehr gering aus. Sie erfassten weder die Unterbrechungsdauer noch die Anzahl der betroffenen Kunden der Niederspannungsstörungen, die SAIDI-Kennzahl konnte daher nicht berechnet werden. Ein Digitalisierungsprojekt (Projekt ZAN (Zuordnung aller Anlagen)), das u.a. die Erfassung und Zuordnung von Störungen verbessern sollte, war in Umsetzung und soll bis Ende 2026 fertiggestellt werden.

- 17.2 (1) Der RH hielt fest, dass im Zeitraum 2019 bis 2024 laut Ausfall- und Störungstatistik der E-Control die Nichtverfügbarkeit der Netze nach der SAIDI-Kennzahl bei beiden Landes-Netzbetreibern stets unter dem österreichischen Durchschnitt lag. Er hob allerdings hervor, dass bei der Netz NÖ die durchschnittliche Dauer der Unterbrechungen schwankte, verstärkt auch witterungsbedingt, und die Anzahl der Störereignisse von 2021 bis 2024 stieg.

Bei den Wiener Netzen nahmen die durchschnittliche Dauer der Unterbrechungen sowie die Anzahl der Störereignisse bis 2023 zu und gingen 2024 zurück. Der RH wies jedoch darauf hin, dass der Anteil der Störungen mit netzbetreiberinterner Ursache, z.B. durch den Ausfall von Betriebsmitteln, um mehr als die Hälfte höher war als bei der Netz NÖ und dass die Anzahl von 2019 bis 2024 um mehr als ein Drittel stieg. Er vermerkte kritisch den hohen Anteil defekter Muffen an Stromausfällen mit netzbetreiberinterner Ursache. Im Mittelspannungsnetz lag der Anteil bei 53 %; bei der Netz NÖ dagegen bei 5 %. Der RH verwies auf seine diesbezüglichen Feststellungen zu den Wiener Netzen in [TZ 19](#).

(2) Der RH vermerkte, dass sich die durchschnittlichen Unterbrechungsdauern je nach Siedlungsstrukturen (städtisch, intermediär und ländlich) stark voneinander unterschieden und bei der Netz NÖ in ländlichen Gebieten, bei den Wiener Netzen in intermediären Gebieten am jeweils längsten ausfielen. Aus Sicht des RH illustrierte dies, dass die von der E-Control veröffentlichten Durchschnittswerte zur Versorgungssicherheit in Österreich nur bedingt Aussagen zur Versorgungsqualität der Verteilernetzbetreiber erlaubten. Er verwies auf seine Empfehlung an die E-Control, die Aussagekraft ihrer Berichte zur Versorgungsqualität zu erhöhen ([TZ 15](#)).

(3) Der RH beanstandete, dass die Wiener Netze zu Störungen auf der Niederspannungsebene weder die Dauer noch die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer erfassen. In Anbetracht der steigenden Anforderungen an diese Spannungsebene, vor allem durch Photovoltaik-Anlagen, Wärmepumpen und Ladestationen, erachtete der RH eine vollständige Erfassung von Versorgungsunterbrechungen als erforderlich. Er nahm zur Kenntnis, dass die Wiener Netze im Zuge des Digitalisierungsprojekts ZAN an einer Verbesserung der Störungserfassung und -zuordnung arbeiteten; jedoch sollte dieses Projekt erst bis Ende 2026 fertiggestellt sein.

Der RH empfahl den Wiener Netzen, die erforderlichen Arbeiten für eine vollständige Erfassung von Störungen und für die Zuordnung zu den betroffenen Kunden zügig fertigzustellen, um Versorgungsunterbrechungen auf allen Spannungsebenen analysieren zu können.

Zur Darstellung und Auswertung von Stromausfällen von weniger als drei Minuten bzw. auf Ebene der Niederspannung verwies der RH auf seine Empfehlung an die E-Control, ihre Messkonzepte für die Versorgungsqualität entsprechend weiterzuentwickeln ([TZ 16](#)).

- 17.3 Die Wiener Netze sagten die Umsetzung zu. Das dazu bereits laufende Digitalisierungsprojekt solle Ende 2026 abgeschlossen sein.

Verteilernetze in Niederösterreich und Wien

Überblick

- 18.1 (1) Das Versorgungsgebiet der Netz NÖ umfasst eine Fläche von rd. 18.000 km² mit 511 der 573 niederösterreichischen Gemeinden sowie fünf Gemeinden in der Steiermark und je zwei Gemeinden in Oberösterreich und im Burgenland. Die Wiener Netze versorgten neben der Bundeshauptstadt Wien auch Teile Niederösterreichs und des Burgenlandes auf einer Fläche von rd. 2.300 km². Der Anteil beider Landes-Netzbetreiber am österreichischen Verteilernetz belief sich auf knapp ein Drittel.

Nachfolgende Tabelle zeigt den Anstieg der Kundenzahlen (Zählpunkte) sowie die Entwicklung der Einspeise- und Entnahmemengen von 2015 bis 2024:

Tabelle 10: Entwicklung der Kundenzahlen (Zählpunkte) und Strommengen

		Netz Niederösterreich GmbH			WIENER NETZE GmbH		
		2015	2024	Veränderung 2015 bis 2024	2015	2024	Veränderung 2015 bis 2024
Einspeisezählpunkte	Anzahl	23.488	116.501	396 %	4.965	34.996	605 %
Einspeisemenge	MWh	4.573.926	7.275.450	59 %	5.153.720	5.600.371	9 %
Entnahmezählpunkte	Anzahl	823.144	843.865	3 %	1.518.681	1.644.064	8 %
Entnahmemenge	MWh	7.978.960	7.828.252	-2 %	11.027.611	10.525.273	-5 %

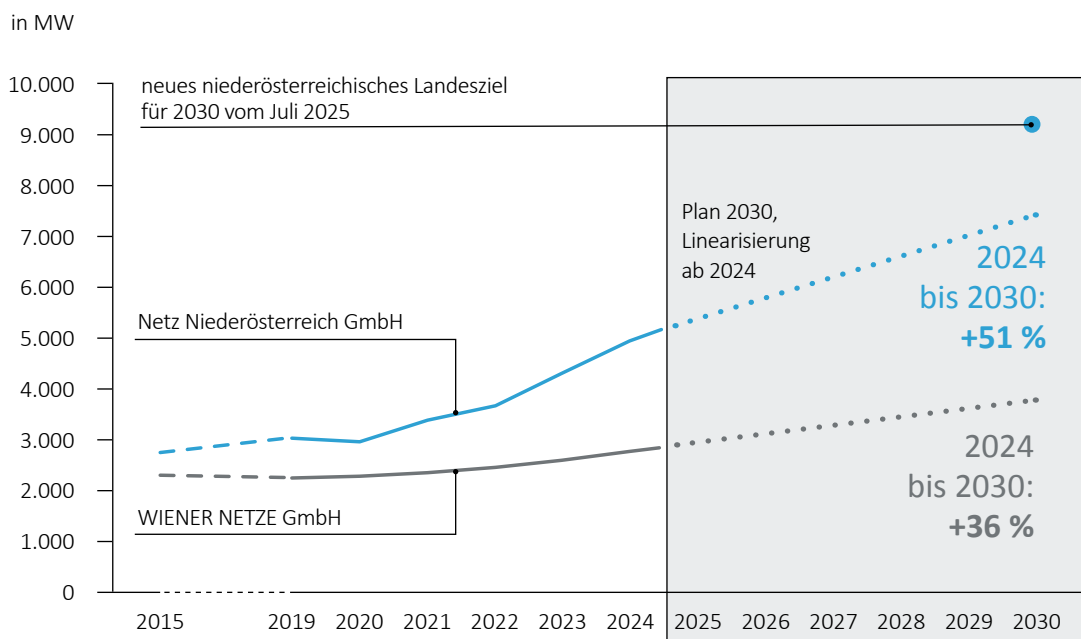
Quellen: Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Zusammenstellung: RH

Von 2015 bis 2024 verfünffachten sich bei der Netz NÖ die Einspeisezählpunkte; die Einspeisemenge stieg um 59 % an, während sich die Entnahmeseite geringfügig veränderte. Bei den Wiener Netzen stiegen die Einspeisezählpunkte um das Siebenfache und die Einspeisemenge um 9 %. Die Entnahmezählpunkte stiegen um über 125.000 Kunden, während die Entnahmemenge zurückging.

Bei beiden Landes-Netzbetreibern nahm die Anzahl der Einspeisezählpunkte stark zu, vor allem durch den Netzanschluss von Photovoltaik-Anlagen; die Anzahl an Windkraft-Anlagen stieg hingegen nur geringfügig, jedoch verdoppelte sich deren Anschlussleistung. Dies führte zu einem Anstieg der Einspeisemengen, während die Entnahmemengen u.a. aufgrund rückläufiger Wirtschaftsleistung und der steigenden Anzahl an Prosumern zurückgingen, weil diese den erzeugten Strom auch vor Ort verbrauchten.

(2) Nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der installierten bzw. erwarteten Erzeugungskapazitäten (Anschlussleistung) in den beiden Verteilernetzen:

Abbildung 9: Entwicklung der Anschlussleistung (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH)



Quellen: Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Darstellung: RH

Bis 2024 stieg die Leistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen bei der Netz NÖ, vor allem seit dem Jahr 2020 um 66 %. Sie entfiel zu zwei Dritteln auf Photovoltaik und zu rd. 20 % auf Windkraft. Bei den Wiener Netzen stieg die Anschlussleistung seit 2019 und betraf zu mehr als 90 % Photovoltaik-Anlagen.

Der Umfang der installierten Leistung aus der hohen Anzahl an dezentralen Erneuerbaren-Anlagen entsprach bei der Netz NÖ (2015 bis 2024) der Erzeugungskapazität von zehn Donaukraftwerken⁷¹, bei den Wiener Netzen etwas mehr als zwei Kraftwerken. Die Ausbau-Ziele der Länder bis 2030 entsprachen in Niederösterreich der Erzeugungskapazität von mehr als elf weiteren Donaukraftwerken, in Wien knapp fünf solcher Kraftwerke.

(3) Die Planannahmen für die Integration der Erneuerbaren-Anlagen beruhten bei beiden Netzbetreibern auf den energiepolitischen Landeszielen, die von den Bundeszielen abgeleitet wurden (**TZ 5**). In Niederösterreich sollten bis 2030 Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen im Ausmaß von jeweils 3.000 MW installiert sein. Im Juli 2025 beschloss die Niederösterreichische Landesregierung, diese Ziele für Windkraft-

⁷¹ Die VERBUND AG betrieb zehn Donaukraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2.192 MW.

Anlagen auf 3.200 MW und für Photovoltaik-Anlagen auf 4.500 MW zu erhöhen. Die Flächen-Zonierung für Photovoltaik- und Windkraft-Großflächenanlagen erfolgte vor allem im Weinviertel und im Brucker Becken. Die Anschlussleistung übertraf den lokalen Strombezug 2024 um fast das Dreifache.

Die Wiener Netze hatten die Ziele beider Länder zu berücksichtigen: In Wien soll die Kapazität für Photovoltaik-Strom von rd. 250 MW (2024) auf 800 MW (2030) ansteigen. Für die in Niederösterreich versorgten Netzgebiete berücksichtigten die Wiener Netze bei der Netzplanung die Flächen-Zonierung des Landes Niederösterreich. Der von Wien beabsichtigte Ausstieg aus fossiler Stromerzeugung bis 2040 bedingt künftig höhere Stromimporte sowie zusätzliche Anschlusskapazitäten an das Übertragungsnetz (TZ 24).

- 18.2 Der RH hielt fest, dass der Erneuerbaren-Ausbau in den Versorgungsgebieten der Netz NÖ und der Wiener Netze ab 2020 hohe Zuwächse verzeichnete. Bei Photovoltaik-Anlagen stieg die Anzahl der Einspeisepunkte deutlich an, zugleich bewirkten u.a. der Rückgang der Wirtschaftsleistung und der Eigenverbrauch von Prosumern rückläufige Stromentnahmen aus dem Netz. Der RH wies aber darauf hin, dass die Netzbetreiber verpflichtet waren, den Netzzugang in Höhe der Anschlussleistung bereitzustellen und die Netze entsprechend zu ertüchtigen (TZ 5).

Der RH vermerkte, dass die beiden Landes-Netzbetreiber auf Grundlage der Landesziele für den Erneuerbaren-Ausbau bis 2030 gegenüber 2024 eine Steigerung der Anschlussleistung von 51 % (Netz NÖ) bzw. 36 % (Wiener Netze) erwarteten. Er wies auf den daraus resultierenden erforderlichen Ausbau der Netzinfrastruktur hin. Während bei den Wiener Netzen der weitere Zuwachs durch die hohen Strom-Entnahmemengen einer Großstadt aufgenommen werden kann, übersteigt bei der Netz NÖ die Anschlussleistung im Weinviertel und im Brucker Becken den regionalen Verbrauch um das Dreifache und bedingt einen entsprechenden Netzausbau zum Abtransport der Energiemengen.

Der RH verwies in diesem Zusammenhang auf die Notwendigkeit, die vorhandenen Flexibilitätsoptionen aller Marktteilnehmer (Haushalte, Gewerbe, Industrie) rechtlich und technisch nutzbar zu machen (TZ 7), um das Potenzial der bestehenden Netzinfrastruktur effizienter zu nutzen, d.h. Last- und Einspeisespitzen zu vermeiden, zeitlich zu verschieben oder zu dämpfen. Auf diese Weise kann der Netzausbau sparsamer erfolgen.

Netzbestand und Altersstruktur der Betriebsmittel

- 19.1 (1) Verteilernetzbetreiber hatten die Netze vorausschauend weiterzuentwickeln und auszubauen sowie Engpässe im Netz zu ermitteln (TZ 3).

Nachfolgende Tabelle stellt die Entwicklung der Betriebsmittel von 2015 bis 2024 dar:

Tabelle 11: Betriebsmittel der Netz Niederösterreich GmbH und der WIENER NETZE GmbH

Betriebsmittel		Netz Niederösterreich GmbH			WIENER NETZE GmbH			
		2015 ¹	2024	Veränderung 2015 bis 2024	2015	2017 ²	2024	Veränderung 2017 ² bis 2024
Hochspannungsnetz	km	2.493	2.545	52	–	853	884	31
Mittelspannungsnetz	km	14.237	14.247	10	–	6.442	6.438	-4
Niederspannungsnetz	km	38.271	41.021	2.750	–	12.800	13.652	852
Verkabelungsgrad	%	81	88	7 Prozentpunkte	–	86	87	1 Prozentpunkt
								Veränderung 2015 bis 2024
Umspannwerke	Anzahl	84	87	3	45	–	46	1
Trafostationen	Anzahl	12.962	14.313	1.351	9.705	–	10.174	469
Gesamt-Leistung der Umspannwerke	MVA	5.007	6.675	1.668	8.708	–	8.931	223
Gesamt-Leistung der Netztransformatoren	MVA	3.422	5.244	1.822	5.312	–	6.468	1.156

MVA = Megavoltampere

Quellen: Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Zusammenstellung: RH

¹ Die Geschäftsjahre der Netz Niederösterreich GmbH wichen vom Kalenderjahr ab. Zur einfacheren Lesbarkeit erfolgte der Ausweis als Kalenderjahr, z.B. Geschäftsjahr 2014/15 dargestellt als Jahr 2015.

² Die WIENER NETZE GmbH verfügten erst seit 2017 über im Geoinformationssystem erfasste, bereinigte Daten zu Leitungslängen. Im Zuge der Erfassung bereinigten sie die Leitungslängen. Daher war ein Vergleich mit dem Jahr 2015 nicht aussagekräftig.

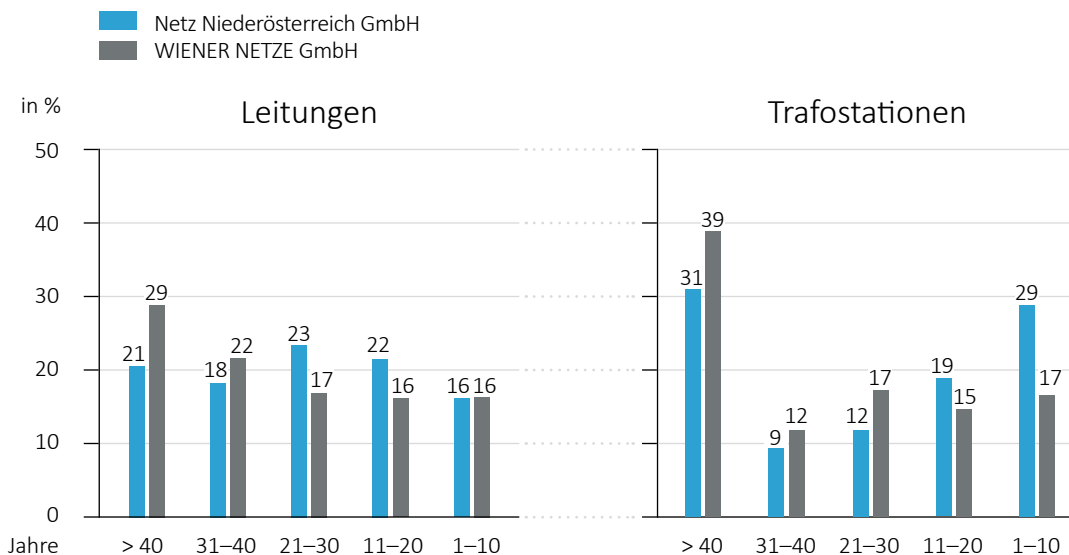
Im Zeitraum 2015 bis 2024 konzentrierten beide Netzbetreiber den Netzausbau auf Leitungen der Niederspannungsebene, wobei der Leitungszuwachs der Netz NÖ (2.750 km) dreimal so hoch ausfiel wie bei den Wiener Netzen (852 km). Weiters ersetzte die Netz NÖ Freileitungen der Nieder- und Mittelspannung durch Erdkabel (rd. 2.000 km bzw. 1.600 km). Durch das Verkabelungsprogramm der Netz NÖ und den sukzessiven Ersatz störungsanfälliger Freileitungen stieg ihr Verkabelungsgrad auf 88 % und lag damit knapp über dem Niveau der Wiener Netze von 87 %. Erdkabel bieten Vorteile beim Schutz der Leitungen, die Installation ist aber u.a. aufgrund von Grabungsarbeiten mit einem größeren Aufwand und damit auch mit höheren Kosten verbunden.

Auch der Zubau an Trafostationen fiel bei der Netz NÖ mit 1.351 Stationen dreimal so hoch aus wie bei den Wiener Netzen. Die Netz NÖ errichtete drei neue Umspannwerke für den Anschluss von Windkraft-Anlagen; die Wiener Netze errichteten ein weiteres Umspannwerk in Wien Simmering. Die verstärkten Investitionen der Netz NÖ zeigten sich insbesondere auch im Ausbau der Gesamt-Leistung: Diese stieg bei den Umspannwerken um ein Drittel und bei den Trafostationen um die Hälfte, während die Wiener Netze die Leistung ihrer Anlagen um 3 % bzw. 22 % erhöhten.

(2) Die bilanzielle Nutzungsdauer der Leitungsnetze lag bei beiden Landes-Netzbetreibern zwischen 20 und 33 Jahren. Die technische Lebensdauer konnte davon abweichen. Gemäß einer Studie der Internationalen Energieagentur lag die Lebensdauer von Stromleitungen zwischen 40 und 60 Jahren und von Trafostationen zwischen 30 und 40 Jahren⁷².

Das Alter der Betriebsmittel ist ein wesentlicher Faktor für die technische Zuverlässigkeit bzw. Ausfallswahrscheinlichkeit sowie den Erneuerungsbedarf. Nachfolgende Abbildung zeigt die prozentuelle Verteilung der Leitungskilometer und Trafostationen⁷³ nach Alterskohorten:

Abbildung 10: Altersstruktur der Leitungskilometer und Trafostationen (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH; Stand 2024)



Quellen: Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Darstellung: RH

⁷² IEA – International Energy Agency, Electricity grids and secure energy transitions (2023)

⁷³ Umspannwerke blieben unberücksichtigt, da die verschiedenen Nutzungsdauern einzelner Komponenten keine Aussage über das Alter der Gesamtanlage erlauben.

Bei der Netz NÖ waren etwa ein Fünftel (21 %) der Leitungskilometer älter als 40 Jahre und 40 % der Trafostationen älter als 30 Jahre; bei den Wiener Netzen fielen knapp ein Drittel (29 %) der Leitungskilometer sowie mehr als die Hälfte (51 %) der Trafostationen in diese Alterskohorten. Die Wiener Netze setzten somit im Vergleich zur Netz NÖ anteilig mehr ältere Betriebsmitteln ein: bei Trafostationen um 28 %, bei Leitungen um 38 %.

(3) Die Wiener Netze erfassten nicht bei allen Betriebsmitteln das Alter im Geoinformationssystem. Bei 84 % der Freileitungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz, das entsprach 7 % aller Leitungen der beiden Netzebenen, und bei 83 der 10.174 Trafostationen fehlten Altersangaben.

(4) Im Mittelspannungsnetz der Netz NÖ waren Ende 2024 24.107 Muffen verbaut, bei den Wiener Netzen 29.221; das waren rd. 1,7 Muffen je Leitungskilometer bei der Netz NÖ, rd. 4,5 bei den Wiener Netzen. Beispielsweise war die Einbaudichte in innerstädtischen Gebieten Wiens rund viermal höher als in den Außenbezirken. In der Niederspannung hatte die Netz NÖ 67.393 Muffen verbaut; bei den Wiener Netzen waren es 92.518.

Die Wiener Netze hatten nicht nur eine größere Dichte an verbauten Muffen in der Mittelspannung als die Netz NÖ, auch lösten defekte Muffen im Wiener Stromnetz häufiger Störungen und Ausfälle aus (TZ 17): Die Anzahl der Muffenstörungen stieg in der Mittelspannungsebene von 63 (2019) auf 164 (2024). Im Durchschnitt gab es seit 2019 jährlich 118 Störungen. Im Niederspannungsnetz resultierte bei beiden Netzbetreibern höchstens 1 % der jährlichen Störungen aus defekten Muffen.

Aufgrund der hohen Anzahl von durch Muffen verursachten Störungen verfolgten die Wiener Netze seit 2008 Sanierungsmaßnahmen, u.a. sollten im Zuge von Baumaßnahmen und Störungsbehebungen Muffen ersetzt bzw. reduziert werden. Von 2019 bis 2024 tauschten sie knapp ein Fünftel der rd. 29.000 Muffen aus: Sie bauten 5.517 Muffen aus und installierten 5.235 neue. Der Gesamtbestand ging somit geringfügig um 282 zurück.

Laut einer Analyse der Wiener Netze aus 2024 traten Muffenstörungen vermehrt in den Sommermonaten auf, weil hohe Temperaturen und Trockenheit Schäden begünstigen. Weiters waren einzelne Baujahre von Ausfällen verstärkt betroffen: So entfielen 58 % der Muffenstörungen des Jahres 2024 auf die Einbauten der Jahre 1984 bis 1994.

- 19.2 (1) Der RH wies darauf hin, dass das Alter der Netzinfrastruktur der Wiener Netze im Durchschnitt höher war als jenes der Netz NÖ. Der Anteil der Leitungskilometer, die die Bandbreite der üblichen Lebensdauer gemäß einer Studie der Internationalen Energieagentur (zwischen 40 und 60 Jahren) erreicht hatten, war bei den Wiener

Netzen um 38 % höher als bei der Netz NÖ. Bei den Trafostationen wiesen beide Landes-Netzbetreiber relativ hohe Anteile in der Alterskohorte über 30 Jahre auf, der Anteil bei den Wiener Netzen lag jedoch um 28 % höher als jener bei der Netz NÖ. Im Gegensatz zu den Wiener Netzen investierte die Netz NÖ seit 2015 verstärkt in Trafostationen, wie der hohe Wert (29 %) in der Kohorte mit den jüngsten Betriebsmitteln zeigte.

Die bilanzielle Nutzungsdauer der Betriebsmittel kann von der technischen deutlich abweichen, je nach Qualität der Anlagenteile, der elektrischen und thermischen Belastung sowie der Reparatur-, Instandhaltungs- und Modernisierungsmaßnahmen. Dennoch steigt mit dem Alter der Betriebsmittel das Risiko für Ausfälle und Störungen. Der RH wies kritisch darauf hin, dass bei den Wiener Netzen knapp ein Drittel der Leitungskilometer und mehr als die Hälfte der Trafostationen die Bandbreite der üblichen Lebensdauer gemäß einer Studie der Internationalen Energieagentur bereits erreicht hatten. Nach Ansicht des RH konnte dies auf einen erhöhten Modernisierungs- und Investitionsbedarf in den kommenden Jahren hinweisen.

[Der RH empfahl den Wiener Netzen, angesichts der bereits langen Betriebsdauer eines Teils der Leitungen und Trafostationen und des steigenden Ausfalls- und Störungsrisikos bei Instandhaltungsmaßnahmen sowie Ersatzinvestitionen verstärkt das Alter und den Zustand der Betriebsmittel zu berücksichtigen.](#)

Er verwies in diesem Zusammenhang auf die Empfehlung an die Wiener Netze in [TZ 25](#), den Nutzen einer vorausschauenden Instandhaltung zu analysieren.

(2) Der RH wies weiters darauf hin, dass ein Überblick über den Gesamtbestand der Betriebsmittel sowie ihre Altersstruktur eine wichtige Voraussetzung für eine zielgerichtete und effiziente Instandhaltung sowie das Vermeiden von Ausfällen darstellt. Er bemängelte daher, dass die Wiener Netze bei einem Großteil der Freileitungen des Nieder- und Mittelspannungsnetzes sowie bei 83 Trafostationen das Alter nicht erfasst hatten. Dadurch fehlte für diese Betriebsmittel ein Parameter zur Bewertung des Ausfallsrisikos.

[Er empfahl den Wiener Netzen, die vollständige Erfassung der Daten zu den Betriebsmitteln der Netzinfrastruktur sicherzustellen.](#)

(3) Der RH hielt fest, dass die Wiener Netze eine hohe Anzahl an Muffen in ihrem Netz verbaut hatten und die Verbauungsdichte im Mittelspannungsnetz, bezogen auf die Leitungslängen, mehr als doppelt so hoch war wie bei der Netz NÖ. Defekte Muffen verursachten einen weitaus höheren Anteil an Stromausfällen bei den Wiener Netzen als bei der Netz NÖ. Der RH wies kritisch darauf hin, dass bei den Wiener Netzen von defekten Muffen ausgelöste Ausfälle und Störungen von 63 (2019) auf 164 (2024) stiegen, obwohl die Wiener Netze seit 2008 Sanierungs-

maßnahmen setzten, ein knappes Fünftel der rd. 29.000 Muffen austauschten und die Gesamtanzahl geringfügig reduzierten. Nach Ansicht des RH konnten vor allem die hohe Muffendichte in Innenstadtlagen, das Alter des Stromnetzes und klimabedingte Einflüsse das Risiko für Versorgungsunterbrechungen erhöhen.

Der RH empfahl den Wiener Netzen, die Sanierungsmaßnahmen im Stromnetz unter Abwägung von Kosten-Nutzen-Aspekten fortzusetzen, um Versorgungsunterbrechungen zu minimieren. Dabei wäre bei der Planung von Grabungsarbeiten der Sanierung störanfälliger Muffen-Baureihen Vorrang einzuräumen.

- 19.3 Laut Stellungnahme der Wiener Netze werde die Empfehlung, bei Instandhaltungsmaßnahmen sowie Ersatzinvestitionen verstärkt das Alter und den Zustand der Betriebsmittel zu berücksichtigen, bei der Überarbeitung der Instandhaltungsstrategie berücksichtigt. Alle Betriebsmittel würden vor Bestellung ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen; bestimmte Betriebsmittel, beispielsweise Kabel, würden vor dem Einbau technisch geprüft. Dies stelle sicher, dass nur adäquate Assets im Netz verbaut würden und minimiere das Ausfalls- und Störungsrisiko, was sich auch in der ASIDI- bzw. SAIDI-Kennzahl widerspiegle: Deren Werte lägen seit Jahren unter dem österreichischen Durchschnitt.

Die Empfehlung zur vollständigen Datenerfassung bei den Betriebsmitteln der Netzinfrastruktur werde umgesetzt. Im Rahmen von Inspektionen sowie Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen würden die Betriebsmittelinformationen laufend digital ergänzt, aktualisiert sowie für die Bewertung des Ausfallsrisikos und für die Weiterentwicklung der Instandhaltungsstrategie verfügbar gemacht.

Auch die Empfehlung, die Sanierungsmaßnahmen im Stromnetz fortzusetzen – vorrangig bei störanfälligen Muffen-Baureihen –, werde umgesetzt. Die bereits laufende Reduzierung von störanfälligen Muffen werde unter dem Aspekt von Kosten und Nutzen fortgesetzt.

Netzanschlusskapazitäten für Einspeiser

20.1 (1) Die Verteilernetzbetreiber hatten vierteljährlich die verfügbaren und gebuchten Kapazitäten der Umspannwerke zu veröffentlichen⁷⁴, diesbezügliche Angaben zu Trafostationen erfolgten freiwillig. Trotz der Investitionen der Netz NÖ und der Wiener Netze in die Netzinfrastruktur (TZ 24) war die Einspeisung von Erneuerbaren-Anlagen aufgrund der mangelnden Kapazitäten von Umspannwerken im vierten Quartal 2024 lokal eingeschränkt:

- Von 84 Umspannwerken der Netz NÖ hatten 50 keine verfügbaren Kapazitäten: Die Netz NÖ plante, 32 davon zu ertüchtigen. Bei zwölf der 50 ausgelasteten Umspannwerke bestanden Einspeisebeschränkungen zum Übertragungsnetz, davon war in acht Fällen eine Ertüchtigung vorgesehen. Die hohe Auslastung resultierte aus den Einspeisemengen der Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen, insbesondere im Weinviertel und Brucker Becken (TZ 18).
- Bei den Wiener Netzen waren sieben von 45 Umspannwerken ausgebucht, darunter vor allem Umspannwerke in Niederösterreich. Sie veröffentlichten auf ihrer Website – im Gegensatz zur Netz NÖ – keine Informationen, ob Netzanschlusskapazitäten aufgrund von Einspeisebeschränkungen zum Übertragungsnetz fehlten, oder zu den geplanten Maßnahmen; bei zwei der sieben ausgebuchten Umspannwerke waren Ertüchtigungsmaßnahmen geplant.

Bei der Netz NÖ waren zudem die Trafostationen stark ausgelastet:

- Von 2022 bis 2024 konnte die Netz NÖ bei 8.320 Kundenanfragen über einen Netzzugang für Erzeugungsanlagen anstatt der angesuchten Leistung von 103 MW lediglich rund die Hälfte an Netzanschlusskapazität anbieten.
- Im Jänner 2025 gab es bei 3.216 Trafostationen (22 %) der Netz NÖ Kapazitätsengpässe.

Nach Auskunft der Wiener Netze kam es in ihrem Netzgebiet bei Trafostationen zu keinen Engpässen, weil sie gemäß Vorgaben im Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 entschieden hatten, 40 % der jeweiligen Kapazitäten als Reserve zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit vorzuhalten.⁷⁵

⁷⁴ § 20 ElWOG 2010

⁷⁵ Das Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005, LGBl. 46/2005 i.d.g.F., verpflichtete Verteilernetzbetreiber, das Stromnetz so zu errichten, dass Versorgungsunterbrechungen durch Umschaltungen beendet werden können. Davon leiteten die Wiener Netze das Ziel ab, ihre Trafostationen, die von der Mittelspannung auf die Niederspannung transformieren, mit höchstens 60 % auszulasten. Überschritt der Bedarf der Netzkunden diesen Schwellenwert, wurde die Leistung der Trafostation durch einen Anlagentausch erhöht oder eine neue Trafostation eingerichtet. Das Niederösterreichische Elektrizitätswesengesetz 2005, LGBl. 7800-0 i.d.g.F., hatte keine vergleichbare Regelung; dennoch hielten die Wiener Netze auch im niederösterreichischen Netzgebiet Reservekapazitäten vor.

Seit Jahresbeginn 2025 gab die Netz NÖ täglich auf ihrer Website für jede Trafostation mithilfe eines Ampelsystems bekannt, ob Netzanschlusskapazitäten, z.B. für neue Erzeugungsanlagen, verfügbar waren. Die Netz NÖ griff mit dieser Offenlegung eine Vorgabe des Begutachtungsentwurfs zum ElWG auf, die eine vierteljährliche Veröffentlichungspflicht nicht nur für die Kapazitäten von Umspannwerken (Netzebene 4), sondern auch für die Kapazitäten von Trafostationen (Netzebene 6) vorsah. Die Wiener Netze veröffentlichten keine Informationen zur Auslastung ihrer Trafostationen.

(2) In Versorgungsgebieten mit eingeschränkten Netzanschlusskapazitäten, z.B. bei ausgebuchten Umspannwerken, vereinbarten Netzbetreiber mit Anlagenbetreibern Einspeisebeschränkungen, um zusätzliche Erzeugungsanlagen anschließen zu können:

Dauerhafte Maßnahmen:

- Bei der Netz NÖ stieg der jährliche Anteil von Netzanschlussverträgen mit dauerhaft beschränkter Einspeiseleistung – die Engpassleistung der Kundenanlage war größer als die vereinbarte Einspeiseleistung – von 2 % der Netzanschlüsse im Jahr 2019 auf 14 % im Jahr 2024. Die Beschränkungen waren sowohl auf begrenzte Netzanschlusskapazitäten als auch auf Kundenanforderungen zurückzuführen.
- Die Wiener Netze konnten dem RH keine Übersicht über die Anzahl der Netzanschlüsse mit einer dauerhaften Einspeisebeschränkung im überprüften Zeitraum übermitteln. Erst seit Anfang 2025 standen die technischen Voraussetzungen zur Verfügung, um die Anzahl systematisch zu erfassen und auszuwerten. Von Jänner bis Mai 2025 bestanden demnach bei 17 Anschlüssen Einspeisebeschränkungen.

Zeitlich begrenzte Maßnahmen:

- Bei 30 Windkraft-Anlagen vereinbarte die Netz NÖ aufgrund eingeschränkter Netzanschlusskapazitäten zeitlich begrenzte Anschlüsse ohne gesicherte Leistung, d.h. die Einspeisung war je nach freier Netzkapazität möglich. Sie sicherte diesen Kunden vertraglich zu, die Beschränkung aufzuheben, sobald das Netz ausgebaut war und zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung standen.
- Bei den Wiener Netzen gab es keine Netzanschlüsse mit zeitlich begrenzter Einspeisebeschränkung.

20.2 Der RH hob hervor, dass der Fortschritt des Erneuerbaren-Ausbaus maßgeblich von verfügbaren Netzkapazitäten abhing. Er verkannte nicht, dass die Netz NÖ aufgrund der Dynamik des Erneuerbaren-Ausbaus in ihrem Netzgebiet stärker gefordert war, den Netzausbau voranzutreiben (**TZ 18**). Umspannwerke der Netz NÖ waren – verglichen mit den Wiener Netzen – Ende 2024 höher ausgelastet und die Netzanschluss-

kapazitäten der Trafostationen waren lokal und temporär häufiger eingeschränkt (2019 bis 2024). Dauerhafte Einspeisebeschränkungen konnten den Erneuerbaren-Ausbauzielen zuwiderlaufen. Der RH erachtete daher die Vereinbarung von vorübergehend eingeschränkten Netzanschlüssen als nachvollziehbar, weil damit zusätzliche Erzeugungsanlagen angeschlossen werden konnten, bis die erforderlichen Kapazitäten zur Verfügung standen.

Er verwies auf seine Empfehlung in **TZ 24**, künftig vor Investitionsentscheidungen in Kosten-Nutzen-Analysen auch den Einsatz von Flexibilitätpotenzialen als Alternative zu einem möglichen Ausbau zu prüfen, um im Sinne des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzausbau) den Netzbetrieb kosteneffizient zu gestalten.

Der RH bemängelte, dass die Wiener Netze keinen Überblick über die Anzahl der Netzanschlüsse mit dauerhafter Einspeisebeschränkung im Zeitraum 2019 bis 2024 hatten.

Zudem wies er darauf hin, dass die Netz NÖ ihre Netzkunden über den Auslastungsgrad von Trafostationen nach einem Ampelsystem informierte. Bei den Wiener Netzen unterblieben solche Informationen.

Der RH empfahl den Wiener Netzen, Informationen über die Kapazitäten von Trafostationen zu veröffentlichen, um Netzkunden einen Überblick über Anschlussoptionen für Erneuerbaren-Anlagen, z.B. Photovoltaik-Anlagen, zu bieten.

- 20.3 Laut Stellungnahme der Wiener Netze werde die Empfehlung im vorgeschriebenen gesetzlichen Rahmen und Umfang umgesetzt. Eine detaillierte Veröffentlichung der Standorte von Trafostationen, die zur kritischen Infrastruktur zählten, stelle insbesondere im großstädtischen Raum ein erhebliches Sicherheitsrisiko dar. Eine Offenlegung könnte gezielte Anschläge oder Sabotageakte begünstigen, die im großstädtischen Raum massive Auswirkungen haben könnten.
- 20.4 Der RH erwiderte den Wiener Netzen, dass die Netzbetreiber gemäß ElWG⁷⁶ verpflichtet waren, die zulässige, verfügbare und gebuchte Netzanschlusskapazität je Trafostation (Netzebene 6) so rasch wie möglich, längstens bis Dezember 2028, zu veröffentlichen und quartalsweise zu aktualisieren. Zur Befürchtung, dass die Veröffentlichung von Standortinformationen ein Sicherheitsrisiko darstelle, hielt der RH fest, dass das ElWG keine Bekanntgabe von Standortdaten vorsah.

⁷⁶ § 99 Abs. 1

Netzentwicklungspläne

- 21.1 (1) Laut Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie hatten die Verteilernetzbetreiber der nationalen Regulierungsbehörde mindestens alle zwei Jahre nach einer öffentlichen Konsultation einen Netzentwicklungsplan mit den geplanten Investitionen der nächsten fünf bis zehn Jahre vorzulegen. Er sollte auch den künftigen Flexibilitätsbedarf transparent darstellen und Alternativen zum Netzausbau thematisieren, z.B. die geplante Nutzung von Laststeuerung. Diese Bestimmungen wären bis 31. Dezember 2020 in nationales Recht umzusetzen gewesen. Das Ministerium beabsichtigte die Umsetzung mit dem ElWG (TZ 7).

Die 15 größten Verteilernetzbetreiber Österreichs, darunter die Netz NÖ und die Wiener Netze, veröffentlichten im Oktober 2024 ihre Netzentwicklungspläne freiwillig. Diese enthielten Angaben zur Ausgangssituation (u.a. Netzstrukturdaten), zu Planungsannahmen, -grundsätzen und -methoden, zu größeren Netzausbauprojekten der Hoch- und Mittelspannung sowie zu Netzentwicklungsprogrammen für die Niederspannungsebene.

Struktur und Inhalte der Netzentwicklungspläne der Netz NÖ und der Wiener Netze entsprachen weitgehend dem Leitfaden, den die E-Control mit den Verteilernetzbetreibern abgestimmt hatte.⁷⁷ Einige im Leitfaden geforderte Informationen fehlten jedoch, insbesondere

- Angaben zur Entwicklung meldepflichtiger Betriebsmittel in Kundenanlagen (u.a. Ladeeinrichtungen, Heiz- und Klimageräte und elektrische Energiespeicher)⁷⁸,
- quantitative Angaben zu den durch Ausbauprojekte zusätzlich geschaffenen Netzkapazitäten,
- Zeitreihen zur Entwicklung der Nutzung intelligenter Betriebsmittel, z.B. Anteil der in Echtzeit überwachten Trafostationen, sowie zur voraussichtlichen Entwicklung der Netzhöchstlast und (Netz-)Gesamtabgabe in den nächsten zehn Jahren.

Weiters verzichtete der Leitfaden der E-Control auf die Vorgabe, voraussichtliche Investitionskosten der Ausbauprojekte im Netzentwicklungsplan darzustellen.

Die Netz NÖ und die Wiener Netze veröffentlichten ihre Netzentwicklungspläne ohne öffentliches Konsultationsverfahren; allerdings intensivierte die Netz NÖ seit dem Jahr 2021 Gespräche mit den für den Netzausbau relevanten Stakeholdern, vor allem im Hinblick auf die weitere Integration von Groß-Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen (TZ 24).

⁷⁷ E-Control, Leitfaden für die Erstellung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze, Version 1.1., Stand 30. April 2024

⁷⁸ Der Netz NÖ und den Wiener Netzen lagen dazu keine verlässlichen Daten vor.

Gemeinsame Regionalszenarien, etwa zum erwarteten Anlagenausbau bzw. Stromverbrauch, gab es nicht. Der Leitfaden der E-Control forderte kein koordiniertes Vorgehen.

(2) Der Begutachtungsentwurf zum EIWG vom Juli 2025 sah vor, dass Netzentwicklungspläne künftig u.a. Angaben zu den voraussichtlichen Kosten der Investitionen enthalten und darin die Planungstätigkeiten von Netzbetreibern angrenzender Konzessionsgebiete berücksichtigt werden sollen. Außerdem soll die E-Control ermächtigt werden, Vorgaben zum Inhalt der Netzentwicklungspläne in einer Verordnung festzulegen.

- 21.2 (1) Der RH hob hervor, dass die Netz NÖ und die Wiener Netze im Oktober 2024 ihre Netzentwicklungspläne schon vor der anstehenden gesetzlichen Regelung veröffentlichten und damit Transparenz über Netzausbau und -verstärkung schufen. Er merkte jedoch an, dass in den Plänen einige im Leitfaden der E-Control vorgesehene Angaben fehlten, etwa die durch Ausbauprojekte geschaffenen Netzkapazitäten, und dass beide Netzbetreiber auf ein öffentliches Konsultationsverfahren zu den Planentwürfen verzichteten. Nach Ansicht des RH erforderte die Energiewende auch eine verstärkte Koordination der Netzbetreiber mit allen relevanten Stakeholdern.

Der RH empfahl der Netz NÖ und den Wiener Netzen, allen relevanten Stakeholdern – u.a. Endverbrauchern, Erneuerbaren-Erzeugern und der Vertretung E-Mobilität – die Möglichkeit einzuräumen, zu den Entwürfen der Netzentwicklungspläne Stellung zu nehmen; diese Rückmeldungen wären zu würdigen. Im Sinne der Vorgaben der E-Control sollen Transparenz und Mitsprache im Planungsprozess zur Akzeptanz beitragen.

(2) Der RH merkte kritisch an, dass weder die E-Control Vorgaben für regionale Planungsszenarien machte noch die beiden überprüften Netzbetreiber gemeinsame, aufeinander abgestimmte Annahmen trafen, etwa zur Entwicklung von Stromverbrauch und Anlagenausbau, um netzübergreifend Synergien im Planungsprozess zu nutzen.

Der RH hielt auch kritisch fest, dass die E-Control den Netzbetreibern nicht vorgab, in den Netzentwicklungsplänen über die voraussichtlichen Investitionskosten der Ausbauprojekte zu informieren. Aus Sicht des RH wäre es sinnvoll, die Kunden frühzeitig über die finanziellen Auswirkungen des geplanten Netzausbaus und Netzausbaus zu informieren, die sie letztlich über die Netzentgelte zu tragen haben. In diesem Sinne hielt er die Regelungen im Begutachtungsentwurf zum EIWG vom Juli 2025 als zweckmäßig, die koordinierte netzbereichsübergreifende Planungen der Verteilernetzbetreiber und Transparenz über die voraussichtlichen Kosten von Ausbauprojekten gewährleisten sollen.

- 21.3 (1) Laut Stellungnahme der Netz NÖ werde sie die Empfehlung aufgreifen, allen relevanten Stakeholdern die Möglichkeit einzuräumen, zu den Entwürfen der Netzentwicklungspläne Stellung zu nehmen. Transparenz und Mitsprache im Planungsprozess zu fördern, sei ihr ein besonderes Anliegen, da eine offene Kommunikation wesentlich zur Akzeptanz des Netzausbaus beitrage. Für den Netzentwicklungsplan 2026, dessen Veröffentlichung im Herbst 2026 vorgesehen sei, werde eine Weiterentwicklung der Stakeholder-Einbindung angestrebt.
- (2) Die Wiener Netze teilten in ihrer Stellungnahme mit, dass die Bedingungen für den Konsultationsprozess nach den gesetzlichen Vorgaben per Verordnung der E-Control festgelegt werden sollten. Die notwendigen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Empfehlung würden damit sichergestellt.
- 21.4 Der RH wies gegenüber der Netz NÖ und den Wiener Netzen darauf hin, dass die Verteilernetzbetreiber gemäß ElWG⁷⁹ vor Anzeige des Netzentwicklungsplans alle relevanten Marktteilnehmer, insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber, sowie die betroffenen Länder über die gemeinsame Internetplattform zu konsultieren und das Ergebnis der Konsultation dort zu veröffentlichen haben.

Umsetzung des Netzausbaus

- 22.1 (1) Der Netzausbau ging mit einer Reihe von Risiken einher, u.a.⁸⁰
- knappe Rohstoffe, z.B. Kupfer für Stromleitungen,
 - begrenzte Produktionskapazitäten, z.B. für Trafostationen und Schaltanlagen,
 - knappe Personalressourcen für Bauprojekte sowie
 - Anstieg der Rohstoffpreise sowie der Bau-, Errichtungs- und Montagekosten.
- Der weltweit gleichzeitige Umstieg auf Erneuerbare-Erzeugungsanlagen sowie die Modernisierung und Digitalisierung der Stromnetze verschärften diese Situation weiter. Dies konnte zu höheren Kosten und Projektverzögerungen führen und die Erreichung der energiepolitischen Ziele 2030 bzw. 2040 gefährden.
- (2) Im Hinblick auf die Landesziele 2030⁸¹ für den Erneuerbaren-Ausbau stellten die Landes-Netzbetreiber in ihren Netzentwicklungsplänen Projekte zur Ertüchtigung und zum Ausbau der Stromnetze dar. Diese enthielten keine Angaben zu den voraus-

⁷⁹ § 119 Abs. 1

⁸⁰ Europäischer Rechnungshof, Analyse 01/2025: Das Stromnetz der EU fit machen für Netto-Null-Emissionen (2025); APG, Netzentwicklungsplan 2023 für das Übertragungsnetz von Austrian Power Grid AG (APG), 6.2 Risiken im Zuge der Projektumsetzung (September 2023)

⁸¹ Stand Juni 2025; im Juli 2025 fasste die Niederösterreichische Landesregierung den Beschluss, die Erneuerbaren-Ausbau-Ziele des Landes anzuheben (siehe [TZ 18](#)).

sichtlichen Investitionskosten (TZ 21). Laut Daten des jeweiligen Projektcontrollings betrug das Projektvolumen zum Jahresende 2024 1.336,15 Mio. EUR (Netz NÖ) bzw. 991,50 Mio. EUR (Wiener Netze).⁸² Bei beiden Netzbetreibern kam es teilweise zu Verzögerungen sowie Überschreitungen der Kosten:

Tabelle 12: Planabweichungen bei Terminen und Kosten im Netzausbau, Stand Ende 2024

Planabweichung		Netz Niederösterreich GmbH	WIENER NETZE GmbH
		Anzahl	
Projekte laut Netzentwicklungsplan		77	51
<i>davon</i>			
<i>mit längerer Umsetzungsdauer</i>	<i>bis zu zwei Jahre</i>	13	22
	<i>drei bis sieben Jahre</i>	–	10
<i>mit Mehrkosten</i>		27	27
		in Mio. EUR	
erwartete Mehrkosten		218,12	186,43

Quellen: Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH

Bei 27 Projekten der Netz NÖ (15 Umspannwerke und zwölf Leitungsbauten) kam es im Vergleich zu den zu Projektbeginn genehmigten Budgets zu Mehrkosten von rd. 218 Mio. EUR bzw. 66 %. Die Wiener Netze erwarteten bei 27 Projekten (21 Umspannwerke und sechs Leitungsbauten) Mehrkosten von insgesamt rd. 186 Mio. EUR bzw. 46 %.

Die Netz NÖ und die Wiener Netze begründeten die längeren Umsetzungsdauern und die Kostenüberschreitungen insbesondere mit

- einer Erweiterung des Projektumfangs, etwa weil die Aufsichtsratsgenehmigung bei Projektbeginn das Netzzutrittsentgelt in das Übertragungsnetz noch nicht umfasste (Netz NÖ) oder weil die Planungen veraltet waren oder rechtliche Vorgaben den Austausch von Betriebsmitteln erforderten (Wiener Netze),
- Lieferengpässen bei Betriebsmitteln und
- gestiegenen Beschaffungskosten infolge höherer Marktpreise.

⁸² Aufgrund der unterschiedlichen Erfassungssystematik wich die Anzahl der Projekte der Wiener Netze im Verteilernetzplan (32) von jener im Projektcontrolling (51) ab.

Zudem wiesen die Verteilernetzbetreiber in ihren Netzentwicklungsplänen Projekte aus, für die noch keine interne Genehmigung durch die Geschäftsführung oder den Aufsichtsrat vorlag: Dies betraf 31 Ausbauprojekte der Netz NÖ und vier Ausbauprojekte der Wiener Netze und insbesondere die Erneuerung, Erweiterung und Neuerrichtung von Umspannwerken. Diese Projekte flossen in die Auswertungen des RH nicht ein.

Beide Landes-Netzbetreiber zogen Kooperationen zur gemeinsamen Beschaffung von Betriebsmitteln und Material, um Mengenvorteile in Anspruch zu nehmen – z.B. geringere Kosten, verbesserte Lieferbedingungen –, nicht in Betracht.

Um Lieferengpässen und längeren Beschaffungsdauern zu begegnen, zogen die Wiener Netze im Dezember 2023 die Genehmigung von fünf Umspannwerksprojekten durch den Aufsichtsrat zeitlich vor.⁸³

Beide Landes-Netzbetreiber planten, die Projekte, die eine Zeitverzögerung aufwiesen, bis 2030 in Betrieb zu nehmen – mit Ausnahme eines Umspannwerksprojekts der Wiener Netze, dessen Inbetriebnahme im Jahr 2031 geplant war.

(3) Die überprüften Landes-Netzbetreiber hatten das Risiko von gestiegenen Beschaffungskosten in ihrem Risikomanagement erfasst; die Wiener Netze bewerteten es ausschließlich qualitativ:

- Die Netz NÖ wies steigende Beschaffungskosten als „Kernrisiko“ aus. Sie stufte es in finanzieller Hinsicht als „kleines Risiko“ mit einem erwarteten Bruttoschaden von 200.000 EUR (November 2024) ein, weil die Regulierungssystematik die Überwälzung von Mehrkosten auf die Netzkunden zuließ. Um das Risiko zu vermindern, legte die Netz NÖ u.a. fest, dass Kostensteigerungen von bezogenen Dienstleistungen durch vertraglich vereinbarte Valorisierungen begrenzt werden sollten. Bei höheren Beschaffungskosten von Material wäre nachzuverhandeln bzw. wären die gängigsten Materialien verstärkt zu bevorraten.
- Die Wiener Netze wiesen steigende Beschaffungskosten und Lieferengpässe als „mittleres“ bzw. „hohes“ Risiko aus. Daher sahen sie die Kontrolle von Projektplänen und -budgets, die Vereinbarung von Pönalen mit Dienstleistern sowie eine Bevorratung wichtiger Anlagenteile vor. Eine monetäre Bewertung dieser qualitativen Risiken gab es nicht.

22.2 (1) Der RH hielt kritisch fest, dass die beiden überprüften Landes-Netzbetreiber die geplanten Termine und Kosten von Projekten zur Vorbereitung und Ertüchtigung der Netze im Hinblick auf den Erneuerbaren-Ausbau laut Stand Ende 2024 voraussichtlich teilweise überschreiten werden. Die Netz NÖ erwartete bei 27 von 77 Projekten Mehrkosten von rd. 218 Mio. EUR bzw. 66 %, die Wiener Netze erwarteten bei 27 von 51 Projekten Mehrkosten von rd. 186 Mio. EUR bzw. 46 %. Gründe waren insbesondere Lieferengpässe, höhere Marktpreise und Änderungen im Projektumfang. Der RH wies darauf hin, dass Kostensteigerungen den Anstieg der Netzkosten verstärken und letztlich zu höheren Entgelten für die Kunden der beiden Netzbetreiber führen können (**TZ 13**). Er merkte daher kritisch an, dass die Netzbetreiber bei der Beschaffung von Material und Betriebsmitteln nicht kooperierten. Aus Sicht des RH

⁸³ Der Sammelbeschluss umfasste acht Projekte, davon waren fünf Projekte im Netzentwicklungsplan ausgewiesen.

könnten beispielsweise höhere Beschaffungsvolumen die Verhandlungsposition der Netzbetreiber verbessern und erlauben, Mengenvorteile in Anspruch zu nehmen. Dies setzt auch voraus, dass Prozesse und technische Anforderungen verstärkt harmonisiert und standardisiert werden.

Der RH empfahl der Netz NÖ und den Wiener Netzen, Einsparungspotenziale durch engere Zusammenarbeit und Kooperationen bei der Beschaffung von Material und Betriebsmitteln zu erheben.

(2) Der RH vermerkte, dass die Landes-Netzbetreiber trotz Verzögerungen bei einzelnen Ausbauprojekten erwarteten, die für das Erreichen der Erneuerbaren-Landesziele erforderlichen Netzkapazitäten bis 2030 bereitstellen zu können. Er hob hervor, dass die Netz NÖ und die Wiener Netze steigende Beschaffungskosten und Lieferengpässe als Risiken für den Netzausbau erkannt und in ihrem Risikomanagement erfasst hatten. Zudem legten sie Maßnahmen fest, um diesen Risiken zu begegnen, etwa die Bevorratung wichtiger Materialien.

Der RH vermisste bei den Wiener Netzen eine monetäre Bewertung der Risiken aus steigenden Beschaffungskosten und Lieferengpässen. Dadurch fehlten Informationen zum finanziellen Risiko für das Unternehmen. Insbesondere da die Wiener Netze diese Risiken in ihrem Risikomanagement als „mittleres“ bzw. „hohes“ Risiko ausgewiesen, erachtete der RH eine Quantifizierung als erforderlich.

Er empfahl den Wiener Netzen, besonders kritische Risiken im Netzausbau – etwa steigende Beschaffungskosten oder Lieferengpässe – im Risikomanagement auch quantitativ zu bewerten.

22.3 (1) Laut Stellungnahme der Netz NÖ nutze sie konzerninterne Beschaffungsmöglichkeiten und kaufe strategisch sowie effizient ein. Bei Beschaffungen mit Unternehmen außerhalb des EVN-Konzerns seien wettbewerbsrechtliche Einschränkungen zu beachten. Solche „gemeinsamen Beschaffungen“ würden zu einer weiteren Bündelung benötigter Mengen bei bereits knappen Materialien am europäischen Markt führen und den Lieferantenkreis einschränken. Die Netz NÖ engagiere sich u.a. in Fachgremien und Arbeitsgruppen, um einheitliche Standards, Normen und Zertifizierungen mitzugestalten; dies trage dazu bei, technische Vorgaben zu harmonisieren und Grundlagen für Kooperationen zu schaffen. Durch enge Zusammenarbeit mit Partnern aus der Branche würden Ressourcen, Know-how und Infrastruktur genutzt, um Skaleneffekte zu erzielen, Kosten zu senken und innovative Lösungen schneller umzusetzen.

(2) Die Wiener Netze erachteten laut ihrer Stellungnahme einheitliche Normen, Zertifizierungen und technische Standards als Basis für die Umsetzung der Empfehlung. Sie würden mit der Netz NÖ in den dafür relevanten Gremien aktiv mitarbeiten

und sich beispielsweise bei der Entwicklung von Branchenstandards für Smart Meter 2.0 engagieren, um Kosten und Komplexität zu reduzieren. Entsprechend der Empfehlung des RH würden sie aktiv weitere Kooperationsmöglichkeiten und daraus resultierende Einsparungspotenziale prüfen und bewerten.

Die Empfehlung, kritische Risiken im Netzausbau im Risikomanagement auch quantitativ zu bewerten, werde umgesetzt. Die monetäre Bewertung der Risiken aus steigenden Beschaffungskosten und Lieferengpässen sei bereits im Risikomanagement angestoßen worden.

- 22.4 Der RH erwiderte der Netz NÖ, dass das Wettbewerbsrecht (Kartellrecht) einer rechtskonformen gemeinsamen Beschaffung nicht entgegensteht. Auch schränkt eine Mengenbündelung den Lieferantenkreis nicht zwingend ein, wenn der Markt durch offene Ausschreibungen ausreichend zugänglich ist. Er hielt daher seine Empfehlung aufrecht, bei der Beschaffung von Material und Betriebsmitteln eng zu kooperieren, um die verfügbaren Einsparungspotenziale im Sinne leistbarer Energie zu ermitteln und auszuschöpfen.

Digitalisierung der Netze

- 23.1 (1) Die Zunahme an dezentralen Einspeisern und Verbrauchern in der Nieder- und Mittelspannungsebene erfordert den Einsatz digitaler Technik zur verbesserten Kenntnis von Netzdaten. Sensoren, steuerbare Monitoring- und Messtechnik (intelligente Betriebsmittel) sowie intelligente Messgeräte (Smart Meter) können Daten erfassen, um Engpässe und Störungen zu erkennen und zu vermeiden. Damit soll die Netzauslastung verbessert, das Einspeise- und Lastmanagement effizienter gestaltet und die Netzplanung optimiert werden. Intelligente Stromnetze (Smart Grids) sollen die Akteure des Energiesystems (Netze, Erzeuger, Speicher, Verbraucher) außerdem über bidirektionale Kommunikationsnetzwerke verbinden und Daten austauschen, etwa zu Verbrauch und Einspeisung.
- (2) Die Netz NÖ und die Wiener Netze beabsichtigten laut ihren Unternehmensstrategien, die Digitalisierung der Netze zu forcieren, um Ressourcen effizient zu nutzen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie installierten neben Smart Metern auch Steuerungs- und Messtechnik in den Netzen, u.a. in Trafostationen.

Die Ausrollung verlief unterschiedlich schnell und war noch nicht abgeschlossen:

Tabelle 13: Intelligente Trafostationen der Netz Niederösterreich GmbH und der WIENER NETZE GmbH (Ausrollung)

Trafostationen	Nutzen bzw. Funktion	Netz Niederösterreich GmbH	WIENER NETZE GmbH
		Anzahl	
Bestand 2024	Spannungswechsel von Mittel- auf Niederspannung	14.313	10.174
<i>davon</i>			
• fernsteuerbar	Steuerung und Überwachung aus der Leitstelle	900 (2024) 1.380 (Plan 2030)	322 (2024) 1.000 (Plan 2030)
• mit Messsystem	Echtzeit-Messung von Strom- und Spannungswerten der Mittelspannung	150 (2024) 1.000 (Plan 2030)	keine (Projektstart 2025)
• automatisch regelnd	Verbesserung der Spannungsqualität auf der Niederspannungsebene	150 (2024) 1.050 (Plan 2030)	1 (2024)
• mit intelligenten Messgeräten	15-Minuten-Messwerte der Niederspannung	12.264 (2024) 14.000 (Plan 2025)	keine (Projektstart 2025)

Quellen: Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Zusammenstellung: RH

Bis 2024 verfügte die Netz NÖ über mehrere Arten von Steuerungs- und Überwachungsfunktionen in ihren Trafostationen und konnte Daten in Echtzeit messen. Die Ausrollung der intelligenten Trafostationen war weiter fortgeschritten als bei den Wiener Netzen. Diese verfügten bis 2024 über fernsteuerbare Trafostationen; Echtzeit-Messungen gab es nicht, weil entsprechende Projekte erst im Jahr 2025 starteten.

Beide überprüften Netzbetreiber implementierten außerdem eine Reihe von IT-Lösungen, um die Netze grafisch abzubilden, zu überwachen und zu steuern:

(a) Abbildung im Geoinformationssystem (ohne Echtzeit-Messung): Die Netz NÖ und die Wiener Netze bildeten ihre Betriebsmittel der Höchst-, Mittel- und Niederspannung, etwa Umspannwerke, Trafostationen und Leitungen, in geografischen Plänen ab.

(b) Überwachung und Steuerung: Die Systeme der Netz NÖ erlaubten u.a.

- die Darstellung des Nieder- und Mittelspannungsnetzes anhand von Netz-, Anlagen- und Kundendaten (Power Map); zudem sollte ab Oktober 2025 ein rechenfähiger digitaler Zwilling des Netzes in Vollbetrieb gehen, um Netzsimulationen und -planungen zu unterstützen.

- die Auswertung und Analyse von Smart-Meter-Daten der Niederspannung und von Trafostationen (PQ-Smart), um die Spannungsqualität zu messen und Grenzwertverletzungen festzustellen; durch den Einsatz Künstlicher Intelligenz waren Störungen proaktiv vorhersagbar.

Weiters evaluierte die Netz NÖ in einem Pilotprojekt Monitoring- und Managementsysteme im Niederspannungsnetz und erprobte technische Voraussetzungen für die Inanspruchnahme von gezielt steuerbaren Lasten und Erzeugern (Flexibilitäten).

Die Wiener Netze verfügten hingegen nicht über flächendeckend einsatzfähige Systeme für Messungen auf Ebene der Niederspannung. Zur digitalen Abbildung des Niederspannungsnetzes sollten bis Ende 2025 Testgebiete evaluiert werden (PSIngo). Für die Nutzung von Smart-Meter-Messdaten gab es ein Pilotprojekt (MaTiN, Projektstart: Jänner 2025).

(3) Die Netz NÖ und die Wiener Netze beabsichtigten, jeweils regionale Funknetze für die Datenübertragung mit dem Mobilfunkstandard Long Term Evolution (**LTE**) der vierten Generation (4G) zu errichten, um u.a. dezentrale Anlagen im Stromnetz zu überwachen und fernzusteuern. Im April 2025 erwarben sie dafür gemeinsam mit acht weiteren Verteilernetzbetreibern⁸⁴ den Funknetzbetreiber Argonet GmbH; auf die Netz NÖ und die Wiener Netze entfielen Anteile von je 18 % am Stammkapital der Gesellschaft. Die Argonet GmbH verfügte über österreichweite Nutzungsrechte an Funkfrequenzen im Bereich 450 MHz, die sie bis 2029 nutzen konnte.

Als vorteilhaft erachteten die beiden Landes-Netzbetreiber u.a. die hohe Sicherheit eines eigenen Funknetzes, die höhere Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit (Ausfallsicherheit) verglichen mit öffentlichen Mobilfunknetzen sowie die große Reichweite und hohe Gebäudedurchdringung von LTE. Im Rahmen der regulatorischen Vorgaben stand ihnen für die Investitionen in das Funknetz eine angemessene Rendite für das eingesetzte Kapital zu. Bei Auslagerung der Datenübertragung an einen externen Dienstleister bestand diese Möglichkeit nicht, da es sich um Betriebskosten handelte (TZ 9).

Den erwarteten Vorteilen standen technische, rechtliche und finanzielle Risiken hinsichtlich der langfristigen Nutzung des Funknetzes gegenüber:

- Die Nutzungsrechte an den Funkfrequenzen waren bis Ende 2029 befristet, die Vergabe erfolgte 2013 nach einem öffentlichen Ausschreibungsverfahren; ein Wegfall der Lizenz würde der Argonet GmbH die Geschäftsgrundlage entziehen.

⁸⁴ sechs Landes-Netzbetreiber (ohne TINETZ-Tiroler Netze GmbH) sowie die Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft und die Energie Klagenfurt GmbH

- Die Frequenzen eigneten sich aufgrund ihrer „eingeschränkten Bandbreite nicht gut, um hohe Datenmengen zu übertragen“;⁸⁵ zukünftige Entwicklungen, z.B. Größen- oder Mengenänderungen, können höhere Anforderungen an die Bandbreite stellen.
- Der LTE-Mobilfunkstandard wurde weltweit seit 2009 genutzt und hatte einen hohen Reifegrad erreicht; 2019 ging in Österreich der LTE-Nachfolger fünfter Generation (5G) mit höherer Bandbreite für anspruchsvollere Anwendungen in Betrieb, Ende 2024 wurde am Mobilfunkstandard der sechsten Generation (6G) geforscht. Diese Entwicklung konnte den längerfristigen Einsatz von LTE gefährden, z.B. zunehmend weniger Lieferanten sowie fehlende Ersatzteile, Software- und Sicherheits-Updates.

Um das finanzielle Risiko eines allfälligen Lizenzverlusts im Jahr 2029 zu reduzieren, war der Kaufpreis für die Argonet GmbH in zwei Tranchen zu bezahlen: ein fixer Basiskaufpreis bei Abschluss der Anteilsübernahme sowie eine variable Kaufpreiserhöhung, falls die Funklizenz verlängert wird. Außerdem sollte der Vollausbau der Funkstationen bei der Netz NÖ und den Wiener Netzen erst nach Neuvergabe der Lizenz beginnen. Die Zukunftssicherheit der LTE-Technologie bewerteten beide Landes-Netzbetreiber nicht als (finanzielles) Risiko. Auch gab es keine wirtschaftliche Beurteilung von Alternativszenarien, etwa die Nutzung öffentlicher Mobilfunknetze.

- 23.2 (1) Der RH wies darauf hin, dass die Digitalisierung der Netze und zeitnahe, genauere Daten eine wichtige Voraussetzung sind, um die Zuverlässigkeit und Effizienz der Stromnetze zu erhöhen und Flexibilitätspotenziale auf der Nieder- und Mittelspannungsebene auszuschöpfen. Dies kann dazu beitragen, die bestehenden Netzkapazitäten besser als bisher zu nutzen, damit kapitalintensive Netzausbauten zum Teil entfallen oder zumindest reduziert werden können. Der RH hielt fest, dass die Digitalisierung bei der Netz NÖ bis Ende 2024 in mehreren Bereichen, u.a. bei intelligenten Trafostationen sowie Echtzeit-Messungen von Strom- und Spannungsverhältnissen, weiter fortgeschritten war als bei den Wiener Netzen. Die Netz NÖ erprobte auch digitale Innovationen.

Der RH empfahl der Netz NÖ und den Wiener Netzen, den Digitalisierungsgrad der Netze weiter zu erhöhen, vor allem in der Nieder- und Mittelspannung. Dabei wäre die Ausrollung der dafür erforderlichen intelligenten Betriebsmittel zügig umzusetzen und wären nach Maßgabe der budgetären Möglichkeiten digitale Innovationen voranzutreiben, um Effizienzpotenziale im Netzbetrieb zu heben.

⁸⁵ Antrag auf Genehmigung einer wesentlichen Änderung der Eigentümerstruktur nach § 20 Abs. 4 Telekommunikationsgesetz 2021 (BGBl. I 190/2021 i.d.g.F.) vom 30. Juli 2024 (https://www.rtr.at/TKP/was_wir_tun/telekommunikation/spectrum/trade/F_6_24_Antrag_ArgoNet.pdf, abgerufen am 30. April 2025)

(2) Der RH hielt kritisch fest, dass die Übernahme von Anteilen an einem Funknetzbetreiber, der über Nutzungsrechte an Funkfrequenzen im Bereich 450 MHz verfügte, für die Netz NÖ und die Wiener Netze Risiken barg, weil die langfristige Frequenznutzung nach dem Jahr 2029 nicht gesichert war. Im Hinblick auf den geplanten Aufbau und Betrieb regionaler Daten-Funknetze mit LTE-Technologie gab er außerdem zu bedenken, dass neuere Übertragungstechnologien und die erforderliche Bewältigung höherer Datenmengen künftiger Anwendungen den langfristigen Nutzen gefährdeten.

Der RH hatte in seinem Bericht „Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“ (Reihe Bund 2024/15) festgestellt, dass die großflächig eingesetzte leitungsgebundene Kommunikationstechnik (PLC – Powerline Communication) der Smart-Metering-Systeme, nach einer zehnjährigen Einführungsphase, mit dem Risiko mangelnder Skalierbarkeit einherging, vor allem bei steigenden Datenmengen.

[Der RH empfahl der Netz NÖ und den Wiener Netzen, mit Blick auf die künftig angestrebten Funktionen und Anwendungen der regionalen Daten-Funknetze auch die langfristige Verfügbarkeit der LTE-Technologie zu bewerten.](#)

Ferner beanstandete der RH, dass beide Landes-Netzbetreiber auf eine wirtschaftliche Beurteilung und Gegenüberstellung von Alternativen zum Anteilserwerb und von Investitionen in eigene Funknetze verzichteten. Aus Sicht des RH bestanden allerdings wenig Anreize, andere Lösungen in Betracht zu ziehen, z.B. die Auslagerung der Datenübertragung an externe Dienstleister (Leistungszukauf), weil regulatorische Vorgaben Investitionen und Betriebskosten unterschiedlich behandelten.

Er verwies in diesem Zusammenhang auf seine Empfehlung an die E-Control in [TZ 9](#), die Anreizwirkungen des Regulierungsmodells zu überprüfen, um einen förderlichen, technologieutralen Rahmen zur Transformation der Verteilernetze zu schaffen.

- 23.3 (1) (a) Laut Stellungnahme der Netz NÖ teile sie die Einschätzung des RH, dass die Digitalisierung ein zentraler Bestandteil einer zukunftsfähigen Netzinfrastruktur sei. Sie verfolge diesen Ansatz bereits seit mehreren Jahren konsequent und investiere seit Langem gezielt in den Ausbau digitaler Betriebsmittel. Neue technologische Entwicklungen würden laufend beobachtet, evaluiert und bei technischer und wirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit in das Assetportfolio aufgenommen; weiterhin werde konsequent auf digitale Innovationen gesetzt. Darüber hinaus bringe sie sich aktiv in nationale und internationale Innovations- und Entwicklungsinitiativen ein und integriere die gewonnenen Erkenntnisse bei strategischen Entscheidungen. Um Digitalisierungspotenziale vollständig auszuschöpfen, sei eine Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen erforderlich.

(b) Mit LTE-450 als Netz für kritische Infrastrukturen würden Kommunikationspfade unabhängig von kommerziellen Mobilfunknetzen betrieben – somit resilient gegenüber Netzausfällen oder Überlastungen im öffentlichen Mobilfunk. Ergänzend setze eine langfristige technologische Roadmap auf die nahtlose Integrierbarkeit künftiger Funktechnologien⁸⁶ in die Netzarchitektur. Diese strategische Weiterentwicklung ermögliche es, die Kommunikation für Betriebsführung, Fernwirktechnik und Smart-Grid-Anwendungen über Jahrzehnte hinweg stabil, sicher und performant bereitzustellen. Durch standardisierte Schnittstellen, Ende-zu-Ende-Verschlüsselung und ein ausfallsicheres Kernnetz werde sichergestellt, dass Betreiber wesentlicher Dienste ihre gesetzlichen Anforderungen an Verfügbarkeit und Informationssicherheit auch in Zukunft erfüllen könnten.

(2) (a) Die Wiener Netze teilten in ihrer Stellungnahme mit, dass sie die Digitalisierung des Mittel- und Niederspannungsnetzes konsequent vorantreiben würden, um künftig die Potenziale für eine effiziente Systemführung nutzen zu können. Für die Anbindung von Sensoren und Aktoren im Verteilernetz werde neben der Möglichkeit von Lichtwellenleitern in Zukunft ein gemeinsames LTE-450-Netz aufgebaut. Der hohe Durchdringungsgrad von Smart Metern stelle bereits einen zentralen Faktor für die Digitalisierung der Netzinfrastruktur dar. Zudem würden die Wiener Netze Innovationen fördern und sich aktiv mit dem Thema Flexibilitäten beschäftigen; sie würden sich an nationalen und internationalen Forschungsprojekten beteiligen und die gewonnenen Erkenntnisse in der Weiterentwicklung ihrer Systeme berücksichtigen.

(b) Die gewonnenen Erkenntnisse zur Langfristverfügbarkeit der LTE-Technologie würden die Wiener Netze laufend bewerten. Die Nutzung sei für zentrale Services der kritischen Infrastruktur als Ergänzung zur Glasfaser im Echtzeitbereich für die Digitalisierungsanforderungen in der Netzbetriebsführung dringend erforderlich. LTE (4G) stelle den Mobilfunkstandard für die absehbare Zukunft dar. Unter Berücksichtigung der Lebensdauer von 2G- und 3G-Netzen sei davon auszugehen, dass LTE bis weit in die 2030er Jahre de facto auch international Standard bleibe. Die für LTE-450 implementierten Grundstrukturen seien zukunftsorientiert konzipiert worden, um eine Nutzung und Integration nachfolgender Funktechnologien zu ermöglichen.

23.4 Der RH wies gegenüber der Netz NÖ und den Wiener Netzen darauf hin, dass das EIWG⁸⁷ die Verteilernetzbetreiber zur Digitalisierung des Netzbetriebs unter Einhaltung von Sicherheitsstandards verpflichtete.

⁸⁶ Anmerkung RH: Beispielsweise 5G-Mission-Critical (Nutzung von Mobilfunknetzen der fünften Generation für kritische Dienste), 5G RedCap (5G Reduced Capability – Weiterentwicklung des 5G-Standards für Geräte mit geringeren Leistungs- und Datenanforderungen) oder IoT-basierte Nachfolgelösungen (IoT = Internet of Things, Verbindung physischer Objekte, z.B. Sensoren, mit dem Internet)

⁸⁷ § 115

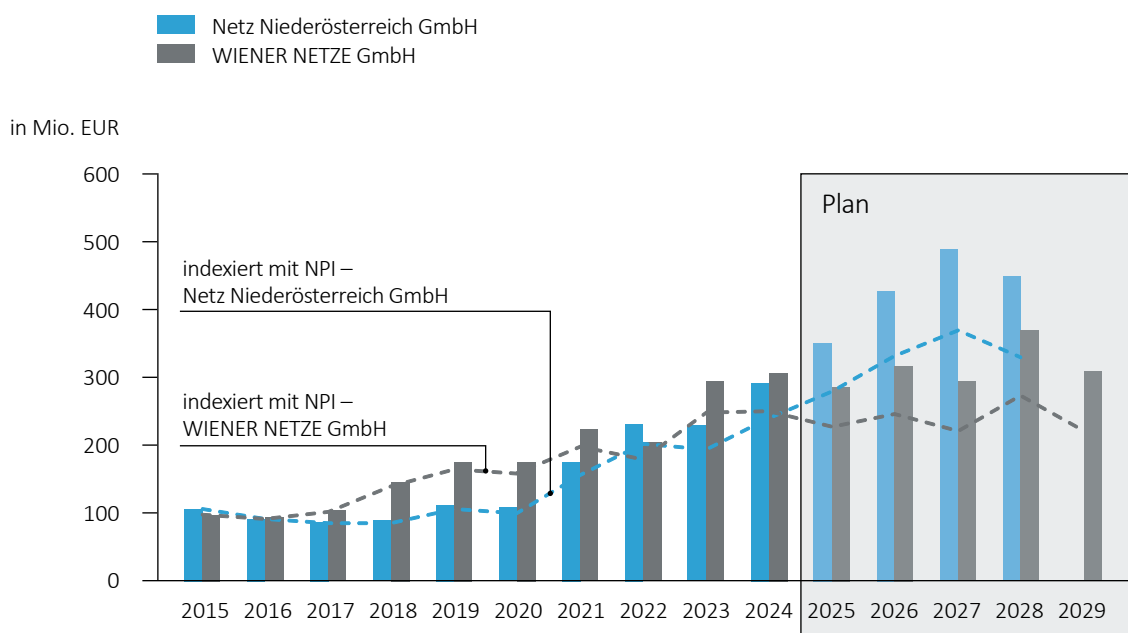
Die Ausführungen der Netz NÖ und der Wiener Netze zu den regionalen Daten-Funknetzen nahm der RH zur Kenntnis. Er hielt fest, dass die LTE-Technologie bereits seit dem Jahr 2009 eingesetzt wurde und aufgrund des technischen Fortschritts (5G/6G) Risiken barg, u.a. einen zunehmend eingeschränkten Lieferantenkreis für Hard- und Software. Seine Empfehlung zielte daher darauf ab, die Kosten einer vorzeitigen, neuerlichen Umstellung auf leistungsstärkere Übertragungstechnologien zu vermeiden. Eine fundierte Entscheidung für eine skalierbare Technologie sollte langfristig kostengünstig und zudem zukunftssicher sein. Der RH verblieb bei seiner Empfehlung zu den regionalen Daten-Funknetzen.

Investitionstätigkeit

- 24.1 (1) Die beiden überprüften Landes-Netzbetreiber verfügten über langfristige Konzepte zur Vorbereitung der Netze für den Erneuerbaren-Ausbau:
- Die Netz NÖ erstellte im Jahr 2012 ihr langfristiges Netzausbaukonzept, vor allem in Reaktion auf den zunehmenden Ausbau von Windkraft-Anlagen im Weinviertel. Im Jahr 2021 erweiterte sie dieses mit dem Ziel, zusätzliche Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen und Windkraft-Anlagen im Weinviertel und Brucker Becken ins Netz zu integrieren (Netzausbaukonzept 2030); Ende 2024 überarbeitete sie das Konzept, um die erwartete Zunahme der Netzeinspeisung bis 2040 zu berücksichtigen.
 - Die Wiener Netze entwickelten ab 2019 ihre Ausbaukonzepte auf Grundlage des vom Wiener Gemeinderat beschlossenen Ausstiegs aus fossilen Brennstoffen bis 2040: die Smart-City Rahmenstrategie vom Juni 2019 und das „Raus-aus-Gas“-Programm der WIENER STADTWERKE GmbH. Die Planannahmen des Jahres 2022 berücksichtigten vor allem die Elektrifizierung der Kälte- und Wärmeversorgung, die starke Zunahme des Stromverbrauchs und den Wegfall der Energieerzeugung durch fossile Kraftwerke bis 2040, weshalb die Bezugskapazitäten nach Wien stark ausgebaut werden sollten.

(2) Folgende Abbildung zeigt die getätigten Investitionen der Netz NÖ und der Wiener Netze im Zeitraum 2015 bis 2024 für die Netzverstärkung, -ertüchtigung und -erweiterung und das Messwesen sowie jeweils die Investitionen bis 2029, wobei ab dem Jahr 2022 verstärkt die Inflation zum Tragen kam:

Abbildung 11: Investitionen 2015 bis 2029 der Netz Niederösterreich GmbH und WIENER NETZE GmbH



Die strichlierten Linien stellen die mit dem Netzbetreiber-Preisindex (NPI) (Ausgangsjahr 2015) bewerteten Investitionen dar, um eine Vergleichbarkeit über den Zeitraum zu ermöglichen. Die beiden Netzbetreiber hatten unterschiedlich lange Planungshorizonte, daher fehlt für die Netz Niederösterreich GmbH das Jahr 2029. Bilanzstichtage: Netz Niederösterreich GmbH 30. September, WIENER NETZE GmbH 31. Dezember

Quellen: Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Darstellung: RH

(a) Die Netz NÖ investierte in den Geschäftsjahren 2014/15 bis 2023/24 in Summe 1,527 Mrd. EUR, davon entfielen fast die Hälfte auf Leitungen der Nieder- und Mittelspannungsebene und 10 % bzw. rd. 150 Mio. EUR auf die Ausrollung der rd. 830.000 Smart Meter. Die jährlichen Investitionen verdreifachten sich in diesem Zeitraum annähernd von 106 Mio. EUR (2014/15) auf 292 Mio. EUR (2023/24), insbesondere weil ab 2020 der Erneuerbaren-Ausbau stark zunahm, vor allem durch Förderungen gemäß EAG und hohe Energiepreise. Bis 2027/28 plante die Netz NÖ, die Investitionen auszuweiten und durchschnittlich jährlich 429 Mio. EUR zu investieren (insgesamt 1,715 Mrd. EUR), dies vor allem in Umspannwerke (33 %) für den Anschluss von Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen sowie in Leitungen der Nieder- und Mittelspannungsebene (48 %).

Für den Zeitraum bis 2034 erwartete sie eine Fortschreibung des jährlichen Investitionsvolumens von rd. 490 Mio. EUR.

(b) Die Wiener Netze investierten von 2015 bis 2024 im Strombereich 1,820 Mrd. EUR, davon knapp die Hälfte in Leitungen der Nieder- und Mittelspannung und 19 % in die Ausrollung von rd. 1,60 Mio. Smart Metern (341 Mio. EUR von 2017 bis 2024).⁸⁸ Die Investitionen verdreifachten sich in diesem Zeitraum von jährlich rd. 99 Mio. EUR auf rd. 306 Mio. EUR, vor allem infolge neuer Kundenanschlüsse und der Ertüchtigung des Netzes – auch im Hinblick auf den Erneuerbaren-Ausbau. Der Anstieg ab 2017 war deutlich von der Smart-Meter-Ausrollung bestimmt. Im Zeitraum 2025 bis 2029 planten die Wiener Netze, insgesamt 1,575 Mrd. EUR bzw. jährlich durchschnittlich 315 Mio. EUR zu investieren, größtenteils in Umspannwerke, um der erwarteten Verbrauchszunahme infolge des Bevölkerungswachstums gerecht zu werden, sowie in den Anschluss der Erneuerbaren-Anlagen aus dem Wiener Umland.

Zum Investitionsvolumen bis 2035 konnten die Wiener Netze keine Angaben machen, weil ihre Planung der Investitionsausgaben im Jahr 2029 endete; laut einer von den Wiener Netzen beauftragten Studie aus 2022 lag der prognostizierte Investitionsbedarf bis 2040 bei 4,250 Mrd. EUR.

(3) Beide Netzbetreiber investierten in geringerem Umfang auch in intelligente Betriebsmittel, um den Betrieb des Bestandsnetzes und vorhandene Kapazitäten zu optimieren, die Kosten des Netzausbaus zu reduzieren oder den Ausbau zumindest zeitlich zu verschieben (TZ 23).

Alternative kostenoptimierende Maßnahmen, für die noch rechtliche Voraussetzungen fehlten, berücksichtigten sie in ihren Planungsannahmen nicht. Nach einer Modellrechnung der Wiener Netze hätte z.B. die flexible Laststeuerung von Kundenanlagen ein errechnetes Einsparungspotenzial von bis zu 15 % des prognostizierten Investitionsbedarfs bis 2040. Aus Sicht der Wiener Netze gab es dabei eine Reihe von Umsetzungsrisiken, etwa fehlende Kundenakzeptanz für eine über mehrere Stunden hinweg eingeschränkte Netznutzung.

(4) Gewinnausschüttungen reduzieren das Eigenkapital von Unternehmen und die Fähigkeit zur Eigenfinanzierung von Investitionen. Die EVN AG als Eigentümer der Netz NÖ verzichtete angesichts hoher Investitionen seit dem Geschäftsjahr 2022/23 auf Ausschüttungen. Auch das genehmigte Budget 2024/25 und die Mittelfristplanung bis zum Geschäftsjahr 2027/28 sahen einen Ausschüttungsverzicht vor. Außerdem leistete die EVN AG im März 2025 einen Kapitalzuschuss von 100 Mio. EUR, um die Eigenkapitalquote der Netz NÖ zu erhöhen.

Die WIENER STADTWERKE GmbH als Eigentümer der Wiener Netze beschloss im Jahr 2024 für den Zeitraum 2025 bis 2029, die Höhe der Gewinnausschüttungen zu begrenzen und damit das Eigenkapital zu stärken. Die künftigen Ausschüttungen soll-

⁸⁸ siehe auch RH-Bericht „Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“ (Reihe Bund 2024/15)

ten nur dazu verwendet werden, an die WIENER STADTWERKE GmbH übertragene Pensionslasten für Beschäftigte der Wiener Netze zu finanzieren.

- 24.2 Der RH wies auf die stark gestiegenen Netzinvestitionen der überprüften Netzbetreiber hin, die sich im Zeitraum 2015 bis 2024 auf 1,527 Mrd. EUR (Netz NÖ) und 1,820 Mrd. EUR (Wiener Netze) beliefen. Bei den Wiener Netzen entfiel noch fast ein Fünftel der Netzinvestitionen auf die Smart-Meter-Ausrollung (rd. 1,60 Mio. Geräte), bei der Netz NÖ betrug dieser Anteil 10 % (rd. 830.000 Geräte).

Beide Netzbetreiber setzten vor allem konventionelle Maßnahmen, um die Erneuerbaren-Anlagen zu integrieren, z.B. die Modernisierung, Verstärkung und Erweiterung von Leitungen, Umspannwerken und Trafostationen. Neu hinzugekommene Anlagen forderten die Netz NÖ als ländlichen Netzbetreiber in dünner besiedelten Regionen mit Flächen und Standorten für den Erneuerbaren-Ausbau, im Vergleich zu den Wiener Netzen, deutlich früher und vor allem ab dem Jahr 2020 in einem deutlich höheren Ausmaß.

Der Einsatz intelligenter Betriebsmittel, mit dem Ziel, einen kapitalintensiven Netzausbau zumindest zeitlich zu verzögern, erfolgte in beiden Netzen erst punktuell. Weitere alternative Maßnahmen, etwa die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen der Einspeiser und Verbraucher, könnten erst nach Beschluss der erforderlichen rechtlichen Vorgaben im ELWG (z.B. Spitzenkappung) künftig verstärkt zum Einsatz kommen (TZ 7).

Der RH empfahl der Netz NÖ und den Wiener Netzen, künftig vor Investitionsentscheidungen in Kosten-Nutzen-Analysen auch den Einsatz von Flexibilitätspotenzialen als Alternative zu einem möglichen Ausbau zu prüfen, um im Sinne des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzausbau) den Netzbetrieb kosteneffizient zu gestalten.

Der RH hielt auch fest, dass beide Netzbetreiber bis 2029 einen weiterhin hohen jährlichen Investitionsbedarf von 315 Mio. EUR (Wiener Netze) bzw. 429 Mio. EUR (Netz NÖ) erwarteten. Dies wird dazu beitragen, dass die Netzentgelte weiter steigen (TZ 13). Im Hinblick auf die Finanzierung der Investitionen erachtete es der RH als nachvollziehbar, dass die EVN AG als Eigentümer der Netz NÖ deren Eigenkapital stärkte, indem sie ab 2023 auf Ausschüttungen verzichtete und 2025 Eigenkapital zuführte. Er merkte an, dass die WIENER STADTWERKE GmbH im Jahr 2024 den Beschluss fasste, die Ausschüttungen auf die übernommenen Pensionslasten für Beschäftigte der Wiener Netze zu begrenzen. Dies konnte die Eigenfinanzierungsfähigkeit der Wiener Netze verbessern.

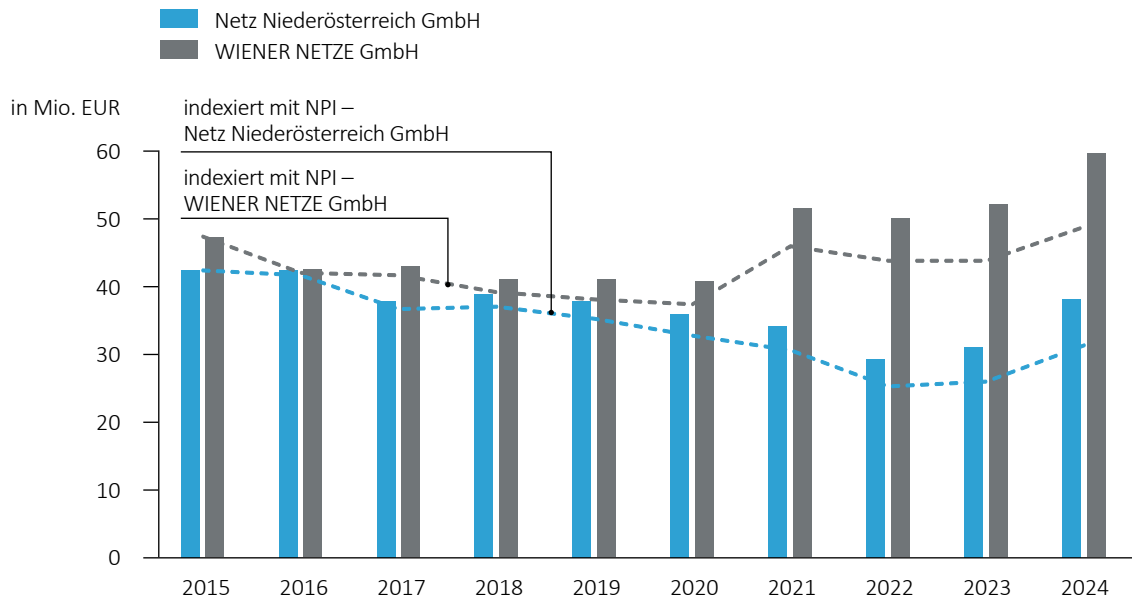
- 24.3 (1) Gemäß Stellungnahme der Netz NÖ bekenne sie sich ausdrücklich zum NOVA-Prinzip und wende es seit Jahren im Rahmen der gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben konsequent an. Sie arbeite intensiv an der Digitalisierung und Smartifizierung des Stromnetzes, um bestehende Infrastrukturen bestmöglich zu nutzen und Engpässe frühzeitig zu erkennen. Es würden jedoch die rechtlichen Rahmenbedingungen fehlen, um Flexibilitätspotenziale systematisch und wirtschaftlich in die Netzplanung einzubeziehen; ein dauerhaft flexibler Netzzugang wäre erforderlich, um die Flexibilitäten als Ergänzung zum Netzausbau zu nutzen. Sobald diese Voraussetzungen vorlägen, werde sie entsprechende Maßnahmen umsetzen und aktiv in die Planung integrieren.
- (2) Laut Stellungnahme der Wiener Netze werde das NOVA-Prinzip künftig in zunehmendem Maße in die strategische Ausschöpfung von Flexibilitätspotenzialen einbezogen. Für den Einsatz von Flexibilitätspotenzialen würden noch die rechtlichen Rahmenbedingungen fehlen. Erst nach deren Vorlage könnten die wirtschaftlichen Voraussetzungen definiert werden, die Grundlage für die Anwendung des NOVA-Prinzips seien.
- 24.4 (1) Der RH erwiderte den Wiener Netzen, dass die Netzbetreiber das NOVA-Prinzip schon bisher – weil betriebswirtschaftlich vernünftig – anwenden konnten. Er verwies auf die Stellungnahme der Netz NÖ und konnte daher das Argument der fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen nicht nachvollziehen.
- (2) Der RH hielt gegenüber der Netz NÖ und den Wiener Netzen fest, dass Verteilernetzbetreiber gemäß § 139 EIWG Flexibilitätsleistungen zu beschaffen haben, wenn dies kosteneffizienter als ein Netzausbau oder eine Netzverstärkung ist, wenn der Betrieb des Verteilernetzes dadurch effizienter wird oder wenn neue Netzzugänge so ohne Verzögerung und wirtschaftlich effizient ermöglicht werden. Die Beschaffung von Flexibilitätsleistungen ist außerdem gemäß § 95 Abs. 2 EIWG bei der allgemeinen Anschlusspflicht zu berücksichtigen sowie gemäß § 118 Abs. 2 EIWG beim Netzentwicklungsplan zu beachten.

Instandhaltungstätigkeit

25.1 (1) Verteilernetzbetreiber waren zum Betrieb und zur Instandhaltung des Netzes verpflichtet.⁸⁹ Der Instandhaltungsaufwand spiegelte die jährlichen Kosten der Netzbetreiber für laufende Wartungsarbeiten, Reparaturen oder die Behebung von Störfällen wider und war ein Indikator für den Umfang der Instandhaltungstätigkeiten.

(2) Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Instandhaltungsaufwands der Netz NÖ und der Wiener Netze von 2015 bis 2024, wobei ab dem Jahr 2022 verstärkt die Inflation zum Tragen kam:

Abbildung 12: Instandhaltungsaufwand der Netz Niederösterreich GmbH und der WIENER NETZE GmbH



Die strichlierten Linien stellen die mit dem Netzbetreiber-Preisindex (NPI) (Ausgangsjahr 2015) bewerteten Instandhaltungen dar, um eine Vergleichbarkeit über den Zeitraum zu ermöglichen.

Bilanzstichtage: Netz Niederösterreich GmbH 30. September, WIENER NETZE GmbH 31. Dezember

Quellen: Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Darstellung: RH

In den Geschäftsjahren 2014/15 bis 2023/24 betrug der Instandhaltungsaufwand der Netz NÖ insgesamt 370,50 Mio. EUR, davon 67 % für die Nieder- und Mittelspannungsebene. Er sank von 43,40 Mio. EUR im Geschäftsjahr 2014/15 kontinuierlich auf 29,20 Mio. EUR im Geschäftsjahr 2021/22 (-33 %), weil die Netz NÖ verstärkt Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt hatte. Zudem reduzierte der höhere Verkabelungsgrad den Instandhaltungsaufwand. Aufgrund der Smart-Meter-Ausrollung verschob die Netz NÖ Instandhaltungstätigkeiten vom Geschäfts-

⁸⁹ § 45 Z 6 ElWOG 2010

jahr 2021/22 auf die beiden Folgejahre. Dadurch stieg der Instandhaltungsaufwand bis 2023/24 auf insgesamt 38,40 Mio. EUR.

Der Instandhaltungsaufwand der Wiener Netze belief sich von 2015 bis 2024 auf 471,70 Mio. EUR, davon jeweils knapp 40 % für die Nieder- und Mittelspannungsebene bzw. für Umspannwerke. Der jährliche Instandhaltungsaufwand sank von 47,46 Mio. EUR (2015) um 13 % auf 41,10 Mio. EUR (2020) infolge von Personaleinsparungen im Rahmen eines konzernweiten Effizienzprogramms und infolge des vermehrten Einsatzes von weniger wartungsintensiven Betriebsmitteln, wie Kunststoffkabeln. Von 2020 bis 2024 stieg der Instandhaltungsaufwand um 46 % auf rd. 60 Mio. EUR, vor allem in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Laut Auskunft der Wiener Netze resultierte der Anstieg aus

- steigendem Aufwand für Personal und Material, z.B. aufgrund von Lieferengpässen und gestiegenen Tariflöhnen, sowie
- zusätzlichen Personalaufnahmen.

Der Instandhaltungsaufwand umfasste auch die Störungsbehebung. Im Zeitraum 2015 bis 2024 lag deren Anteil bei der Netz NÖ mit 8 % (29,08 Mio. EUR) deutlich niedriger als bei den Wiener Netzen mit 21 % (96,72 Mio. EUR).

Der Aufwand für die Störungsbehebung fiel in beiden Netzen größtenteils in der Nieder- und Mittelspannungsebene an; bei den Wiener Netzen machte er im Durchschnitt jährlich 42 % des Instandhaltungsaufwands der Nieder- und Mittelspannungsebene aus, bei der Netz NÖ 10 %.

(3) Folgende Tabelle zeigt den Instandhaltungsaufwand der Nieder- und Mittelspannungsebene bei der Netz NÖ (2023/24) und den Wiener Netzen (2024) bezogen auf Leitungskilometer und Trafostationen:

Tabelle 14: Instandhaltungsaufwand der Nieder- und Mittelspannungsebene nach Leitungen und Trafostationen

	Netz Niederösterreich GmbH (2023/24)	WIENER NETZE GmbH (2024)
Siedlungsstruktur im Versorgungsgebiet	überwiegend ländlich	überwiegend städtisch
Instandhaltungsaufwand	in EUR	
je Leitungskilometer	503	1.299
je Trafostation	314	830

Quellen: Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH; Berechnung: RH

Beim Vergleich ist die unterschiedliche Siedlungsstruktur der Netzgebiete zu berücksichtigen: In Niederösterreich sind z.B. mehr Leitungskilometer als im dicht besiedel-

ten Stadtgebiet in Wien erforderlich (TZ 19). Je Leitungskilometer sowie Trafostation lag der Instandhaltungsaufwand der Wiener Netze jeweils um das 1,6-Fache höher als jener der Netz NÖ. Die Wiener Netze begründeten die höheren Kosten je Leitungskilometer u.a. mit aufwändigen Grabungsarbeiten im Wiener Stadtgebiet, die höheren Kosten bei Trafostationen u.a. mit der schwierigen Erreichbarkeit der Stationen.

Als Grundlage für das Anlagenmanagement verfügten beide Landes-Netzbetreiber jeweils über mehrere Betriebsmitteldatenbanken mit technischen Daten, Standortangaben, Mängelmeldungen und -behebungen (Stand erstes Quartal 2025). Die Netz NÖ setzte – als Teil ihrer Digitalisierungsstrategie – ein Projekt zur Erhebung und Zusammenführung von Betriebsmitteldaten um. Damit sollte ab 2027 die Grundlage für eine vorausschauende Instandhaltung bestehen, nach der auf Basis von Betriebsmitteldaten in Echtzeit die Notwendigkeit der Instandhaltung bedarfsgerecht festgestellt wird. Dadurch sollten sich sowohl die Anzahl und Dauer der Instandhaltungsmaßnahmen als auch der Instandhaltungsaufwand reduzieren, weil Betriebsmittel gewartet werden können, bevor Schäden auftreten.

Bei den Wiener Netzen war eine solche Konsolidierung der Betriebsmitteldaten nicht vorgesehen; auch planten sie, die präventive Instandhaltung beizubehalten. Dabei werden Wartungsmaßnahmen periodisch oder nach Inspektionen durchgeführt.

- 25.2 Der RH hielt fest, dass die überprüften Landes-Netzbetreiber von 2015 bis 2024 für die Instandhaltung des Stromverteilernetzes 370,50 Mio. EUR (Netz NÖ) und 471,70 Mio. EUR (Wiener Netze) aufwandten. Er hob hervor, dass der Anteil der Störungsbehebung am Instandhaltungsaufwand bei den Wiener Netzen mit 21 % mehr als doppelt so hoch war wie bei der Netz NÖ.

Der RH hielt fest, dass sich die beiden Landes-Netzbetreiber in der Struktur der Netzgebiete (städtisch, ländlich) unterschieden und sich dies auf den Instandhaltungsaufwand auswirkte. Dieser Aufwand lag bei den Wiener Netzen für die Nieder- und Mittelspannungsebene je Leitungskilometer bzw. je Trafostation um das 1,6-Fache höher als bei der Netz NÖ (2024).

Ferner merkte der RH an, dass die Netz NÖ und die Wiener Netze eine präventive Instandhaltungsstrategie verfolgten. Er hob hervor, dass die Netz NÖ im Rahmen ihrer Digitalisierungsstrategie beabsichtigte, im Anlagenmanagement eine integrierte Datenbasis über alle Betriebsmittel zu schaffen und ihre Instandhaltungsstrategie weiterzuentwickeln, um (Ausfalls-)Risiken frühzeitig und automatisiert zu erkennen und Störungen zu vermeiden. Für den RH war dies nachvollziehbar. Die Wiener Netze setzten keine vergleichbaren Maßnahmen.

Der RH empfahl den Wiener Netzen, den potenziellen Nutzen einer vorausschauenden Instandhaltung (weniger Ausfälle, geringerer Instandhaltungsaufwand) sowie die Kosten für deren Umsetzung zu analysieren und die Ergebnisse bei der Weiterentwicklung der Instandhaltungsstrategie zu berücksichtigen. Erfahrungen anderer Netzbetreiber, z.B. aus umgesetzten Digitalisierungsprojekten zur optimierten Nutzung der Betriebsmittel, wären dabei einzubeziehen.

- 25.3 Laut Stellungnahme der Wiener Netze werde die Empfehlung zur Optimierung der bestehenden Instandhaltungsstrategie umgesetzt. Sie hätten ihre Anlagen zum Großteil digital in einem einheitlichen System abgebildet; an der Vervollständigung werde laufend gearbeitet.

Mit Verweis auf ihre Stellungnahmen zu [TZ 19](#) und [TZ 21](#) sowie auf Digitalisierungsprojekte (Smart Grid; [TZ 23](#)) führten die Wiener Netze aus, dass sie ein Programm zur Verbesserung der Instandhaltungsstrategien etablieren würden, um Ausfälle zu reduzieren und Kosten zu minimieren. Der Austausch mit anderen Netzbetreibern werde beispielsweise im Rahmen der Branchenvertretung Österreichs Energie bereits forciert.

- 25.4 Der RH nahm Kenntnis vom beabsichtigten Vorhaben der Wiener Netze zur Verbesserung ihrer Instandhaltungsstrategien.

EMPFEHLUNGEN DES RH

26 Im Folgenden fasst der RH seine Empfehlungen nach Adressaten zusammen:

Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus

Der RH empfahl,

- (1) beim Erneuerbaren-Ausbau gleichzeitig stets den daraus resultierenden Anpassungsbedarf im Stromnetz sowie die erforderliche Synchronisierung zu berücksichtigen. Überdies wäre das Erneuerbaren-Fördersystem netz- und systemdienlich zu gestalten, um einen kosteneffizienten sowie stabilen, sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Dabei wären auch Vorschläge der EAG-Evaluierung 2024 (EAG = Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz) zur Nutzung von Flexibilitäten aufzugreifen, z.B. die netzdienliche Speicherförderung und zeitlich flexible Einspeisevergütungen. (TZ 6)
- (2) darauf hinzuwirken, dass die nationale Umsetzung der von Österreich mitbeschlossenen EU-Richtlinien zeitgerecht erfolgt. Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von nicht oder zu spät gesetzten Maßnahmen im Energiebereich, wie höhere Netzentgelte, wären dazu im Gesetzwerdungsprozess transparent und sachgemäß darzulegen. Es sollten zumindest der Konsens über prioritär notwendige Anpassungen zügig hergestellt und diese Anpassungen vorgezogen werden. (TZ 7)
- (3) bei der künftigen Evaluierung der im Elektrizitätswirtschaftsgesetz vorgesehenen Maßnahmen zur effizienteren Nutzung von Netzkapazitäten die Wirkung auf die Entwicklung von Netzkosten und -entgelten zu evaluieren und daraus Schlussfolgerungen für allfällige Anpassungen zu ziehen. Nachhaltige Maßnahmen zur Steigerung des kosteneffizienten Netzausbaus und -betriebs wären zu forcieren. (TZ 13)
- (4) in Zusammenarbeit mit der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft, den Ländern und den Netzbetreibern einen langfristigen Gesamtplan zur Transformation der Stromnetze zu erarbeiten, der Handlungsfelder und den Anpassungsbedarf aufzeigt. Er wäre kontinuierlich weiterzuentwickeln und die strategische Begleitung sowie Koordination wären zu verstärken. Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung und Leistbarkeit für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie für die öffentlichen Haushalte wären dabei gleichrangig zu verfolgen. (TZ 14)

- (5) für die strategische Steuerung der Transformation des Energiesystems ein systematisches Monitoring und ein strategisches Controlling einzurichten. Zu diesem Zweck wären aussagekräftige Kennzahlen bzw. Schlüsselindikatoren zu definieren und das Berichtswesen entsprechend auszurichten bzw. zu reorganisieren. (TZ 14)
- (6) Transparenz zu schaffen über die direkten und indirekten Kosten des Erneuerbaren-Ausbaus und über dessen Finanzierung sowohl aus Budgets der Gebietskörperschaften einschließlich indirekter steuerlicher Förderungen oder Abgabenverzicht als auch aus Beiträgen, die von den Endkunden direkt eingehoben werden bzw. im Rahmen der regulierten Netzentgelte dafür anfallen. (TZ 14)

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft

Der RH empfahl,

- (7) die Anreizwirkungen des Regulierungsmodells grundlegend zu überprüfen, um einen förderlichen, technologieneutralen Rahmen zur Transformation der Verteilernetze zu schaffen. Auf dieser Grundlage sollten Vorgaben zur Kosteneffizienz und Versorgungsqualität für künftige Regulierungsperioden weiterentwickelt und gegebenenfalls angepasst werden. (TZ 9)
- (8) die Qualitätsregulierung mit der Entgeltregulierung zu verknüpfen. Die höchstzulässige Dauer von Versorgungsunterbrechungen wäre zu reduzieren und anhand geeigneter Kriterien wäre festzulegen, welche Kunden von Stromausfällen besonders betroffen sind. (TZ 9)
- (9) die Systematik der Netzentgelte und Kostenwälzung aufgrund des Erneuerbaren-Ausbaus anzupassen, sodass der Grundsatz der Verursachergerechtigkeit für alle Netzbenutzer gilt. Dabei wären vor allem die Kostenzuordnung zu den Netzebenen neu zu bewerten und Anreize für ein netz- und systemdienliches Verbrauchs- und Einspeiseverhalten zu schaffen. (TZ 12)
- (10) alle Möglichkeiten auszuschöpfen, um die Netzkosten nach dem Verursacherprinzip angemessen zu verteilen und den Anstieg der Netzentgelte zu dämpfen. (TZ 13)
- (11) die Erhebungen für das Berichtswesen so zu organisieren, dass die Daten zeitgerecht vorliegen und die Fristen für die Veröffentlichung eingehalten werden können. (TZ 15)

- (12) relevante Daten zur Versorgungsqualität der Netzbetreiber – u.a. Ursachen für Störungen und Ausfälle, Instandhaltungs- und Investitionszyklen – künftig verstärkt systematisch zu analysieren. Allfällige Abweichungen auf regionaler Ebene oder im Zeitverlauf wären näher zu untersuchen und Schlussfolgerungen zu Risiken für den Netzbetrieb zu ziehen. (TZ 15)
- (13) die Kommunikation mit den Netzbetreibern im Rahmen der regulatorischen Aufgaben nachvollziehbar zu dokumentieren. Dies umfasst auch die Umsetzung zugesagter oder vereinbarter Abhilfemaßnahmen nach Netzausfällen. (TZ 15)
- (14) die Aussagekraft der Berichte zur Versorgungsqualität zu erhöhen, indem die Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft ihren Berichtspflichten unter Nutzung bereits bestehender Möglichkeiten nachkommt und die von den Verteilernetzbetreibern erhobenen Daten nach zweckmäßigen Kriterien für das Berichtsjahr analysiert und im Zeitverlauf vergleicht, z.B. regionale Clusterung, Größe des Netzbetreibers, Kundengruppen, Dauer und Anzahl der Netz-Ausfälle. Die Ergebnisse der Analysen wären zu veröffentlichen. Die Schlussfolgerungen aus dem Vergleich der Daten der heterogenen Stromverteilernetze sollten zur Hebung der Versorgungsqualität genützt werden. (TZ 15)
- (15) im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit geeignete Daten zu Art und Umfang der Instandhaltungstätigkeiten von Netzbetreibern zu verlangen, die eine Analyse der Netzwartung im Zeitverlauf erlauben. Die Ergebnisse der Bewertung wären in den jährlichen Monitoringberichten zu veröffentlichen. (TZ 15)
- (16) die Messkonzepte für die Versorgungsqualität weiterzuentwickeln, um Daten bis zur Niederspannungsebene durchgängig zu erfassen und diese für das Monitoring und für Analysen zu nutzen. Dabei wäre auch die Nutzung von Smart-Meter-Messdaten zu untersuchen. (TZ 16)
- (17) sicherzustellen, dass die Messung der Spannungsqualität in der rechtlich vorgesehenen Mindestanzahl durchgeführt wird. (TZ 16)

WIENER NETZE GmbH

Der RH empfahl,

- (18) die erforderlichen Arbeiten für eine vollständige Erfassung von Störungen und für die Zuordnung zu den betroffenen Kunden zügig fertigzustellen, um Versorgungsunterbrechungen auf allen Spannungsebenen analysieren zu können. (TZ 17)
- (19) angesichts der bereits langen Betriebsdauer eines Teils der Leitungen und Trafostationen und des steigenden Ausfalls- und Störungsrisikos bei Instandhaltungsmaßnahmen sowie Ersatzinvestitionen verstärkt das Alter und den Zustand der Betriebsmittel zu berücksichtigen. (TZ 19)
- (20) die vollständige Erfassung der Daten zu den Betriebsmitteln der Netzinfrastruktur sicherzustellen. (TZ 19)
- (21) die Sanierungsmaßnahmen im Stromnetz unter Abwägung von Kosten-Nutzen-Aspekten fortzusetzen, um Versorgungsunterbrechungen zu minimieren. Dabei wäre bei der Planung von Grabungsarbeiten der Sanierung störanfälliger Muffen-Baureihen Vorrang einzuräumen. (TZ 19)
- (22) Informationen über die Kapazitäten von Trafostationen zu veröffentlichen, um Netzkunden einen Überblick über Anschlussoptionen für Erneuerbaren-Anlagen, z.B. Photovoltaik-Anlagen, zu bieten. (TZ 20)
- (23) besonders kritische Risiken im Netzausbau – etwa steigende Beschaffungskosten oder Lieferengpässe – im Risikomanagement auch quantitativ zu bewerten. (TZ 22)
- (24) den potenziellen Nutzen einer vorausschauenden Instandhaltung (weniger Ausfälle, geringerer Instandhaltungsaufwand) sowie die Kosten für deren Umsetzung zu analysieren und die Ergebnisse bei der Weiterentwicklung der Instandhaltungsstrategie zu berücksichtigen. Erfahrungen anderer Netzbetreiber, z.B. aus umgesetzten Digitalisierungsprojekten zur optimierten Nutzung der Betriebsmittel, wären dabei einzubeziehen. (TZ 25)

Netz Niederösterreich GmbH; WIENER NETZE GmbH

Der RH empfahl,

- (25) allen relevanten Stakeholdern – u.a. Endverbrauchern, Erneuerbaren-Erzeugern und der Vertretung E-Mobilität – die Möglichkeit einzuräumen, zu den Entwürfen der Netzentwicklungspläne Stellung zu nehmen; diese Rückmeldungen sollten gewürdigt werden. Im Sinne der Vorgaben der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft sollen Transparenz und Mitsprache im Planungsprozess zur Akzeptanz beitragen. (TZ 21)
- (26) Einsparungspotenziale durch engere Zusammenarbeit und Kooperationen bei der Beschaffung von Material und Betriebsmitteln zu erheben. (TZ 22)
- (27) den Digitalisierungsgrad der Netze weiter zu erhöhen, vor allem in der Nieder- und Mittelspannung. Dabei wäre die Ausrollung der dafür erforderlichen intelligenten Betriebsmittel zügig umzusetzen und wären nach Maßgabe der budgetären Möglichkeiten digitale Innovationen voranzutreiben, um Effizienzpotenziale im Netzbetrieb zu heben. (TZ 23)
- (28) mit Blick auf die künftig angestrebten Funktionen und Anwendungen der regionalen Daten-Funknetze auch die langfristige Verfügbarkeit der LTE-Technologie zu bewerten. (TZ 23)
- (29) künftig vor Investitionsentscheidungen in Kosten-Nutzen-Analysen auch den Einsatz von Flexibilitätspotenzialen als Alternative zu einem möglichen Ausbau zu prüfen, um im Sinne des NOVA-Prinzips (NOVA = Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzausbau) den Netzbetrieb kosteneffizient zu gestalten. (TZ 24)



**Rechnungshof
Österreich**

Wien, im Mai 2026

Die Präsidentin:

Dr. Margit Kraker

Anhang A

Ressortbezeichnung und -verantwortliche

Tabelle A: Energiewesen

Zeitraum	Bundesministerien-gesetz-Novelle	Ressortbezeichnung	Bundesminister/in
8. Jänner 2018 bis 28. Jänner 2020	BGBL. I 164/2017	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus	8. Jänner 2018 bis 3. Juni 2019: Elisabeth Köstinger 3. Juni 2019 bis 7. Jänner 2020: Dipl.-Ing. ⁱⁿ Maria Patek, MBA 7. Jänner 2020 bis 29. Jänner 2020: Elisabeth Köstinger (betraut)
29. Jänner 2020 bis 31. März 2025	BGBL. I 8/2020	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie	29. Jänner 2020 bis 3. März 2025: Leonore Gewessler, BA 3. März 2025 bis 2. April 2025: Peter Hanke
seit 1. April 2025	BGBL. I 10/2025	Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus	seit 2. April 2025: Mag. Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer

Quelle: Parlament; Zusammenstellung: RH

Anhang B

Wesentliche Parameter der fünften Anreizregulierungsperiode

Nachstehende Tabelle fasst die Unterschiede in der Behandlung von Investitionen und Betriebskosten in der fünften Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetze (2024 bis 2028) zusammen:

Tabelle B: Wesentliche Parameter der fünften Regulierungsperiode 2024 bis 2028

Inhalt	Investitionskosten	Betriebskosten
Kostenanerkennung		
Kostenentwicklung während der Regulierungsperiode	Kapitalkostenabgleich: Abgeltung von Planinvestitionen (geplante Buchwertzugänge) und Verzinsung mit Finanzierungskostensatz (WACC), Aufrollung der Plan-Investitionen mit Ist-Investitionen	<p>1. Betriebskostenfaktoren für die Entwicklung der Zählpunkte und Leitungslängen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 99,54 EUR je Entnahme-Zählpunkt • 9,95 EUR je Einspeiser-Zählpunkt • 109,49 EUR je Zählpunkt, der in beide Richtungen misst • 1.093,22 EUR je km Systemlänge Niederspannung • 1.508,64 EUR je km Systemlänge Mittelspannung • 3.093,81 EUR je km Systemlänge Hoch-/Höchstspannung <p>2. Betriebskostenfaktoren für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 443 EUR für den Anschluss kleiner Anlagen (Einspeiser <20 kW) • 818 EUR für den Anschluss mittlerer Anlagen (Einspeiser ≥20 kW bis <1.000 kW) • 2.045 EUR für den Anschluss großer Anlagen (Einspeiser ≥1.000 kW) <p>3. Forschungs- und Innovationsbudget: pauschales Budget im Ausmaß von 0,6 % der beeinflussbaren Betriebskosten</p> <p>4. Behandlung von Kostenverschiebungen durch Digitalisierung und Standardisierung: Während der Regulierungsperiode konnte die E-Control auf Antrag von Netzbetreibern Betriebskosten anerkennen.</p>
Effizienzabschlüsse		
auf Kosten in der Ausgangskostenbasis	effizienzabhängige Rendite auf Altanlagen bis 2021 (Kostenprüfungsjahr) mit Variation um bis zu +/-0,93 Prozentpunkte um den durchschnittlichen WACC	Effizienzabschlüsse: <ul style="list-style-type: none"> • netzbetreiberspezifische Vorgabe: auf Basis Effizienzanalysen, maximal 2,931 % p.a. • sektorale Vorgabe: 0,4 % p.a.
auf Kosten während der Regulierungsperiode	Neuanlagen: keine Effizienzabschlüsse	keine Effizienzabschlüsse
Dauer zum Abbau der Ineffizienz	keine Anwendung	7,5 Jahre

Inhalt	Investitionskosten	Betriebskosten
Finanzierungskosten		
Finanzierungskostensatz (WACC) ¹	effizienzabhängige Rendite: <ul style="list-style-type: none"> • Altanlagen bis 2021: 4,16 % p.a. bei Median-Effizienzwert • Altanlagen bis 2023: 4,16 % p.a. (Annahme durchschnittlicher Effizienz) • Neuanlagen 2024: 6,33 % p.a. (Annahme durchschnittlicher Effizienz) • Neuanlagen 2025: 6,24 % p.a. (Annahme durchschnittlicher Effizienz) • Neubestimmung für jedes Folgejahr 	keine Anwendung
verzinsliche Kapitalbasis	langfristig gebundenes Vermögen (kein Umlaufvermögen) Neuinvestitionen: vorgezogene Berücksichtigung auf Planwertbasis und Aufrollung im Folgejahr (seit 2025)	
Teuerungsrate während der Regulierungsperiode		
Inflationsfaktor	keine Anwendung	Planinflation gemäß Prognose der Oesterreichischen Nationalbank (harmonisierter Verbraucherpreisindex und Aufrollung mit Netzbetreiber-Preisindex (68 % Tariflohnindex, 18 % Verbraucherpreisindex und 14 % Baupreisindex))
Behandlung systemimmanenter Zeitverzug		
Kostenaufrollung	Kapitalkostenabgleich (inklusive Abgleich der Plan-Investitionen mit Ist-Investitionen)	Betriebskostenfaktoren und nicht beeinflussbare Betriebskosten
Mengenaufrollung	Aufrollung der Planmengen mit Ist-Mengen (über Regulierungskonto)	
Aufrollung Inflationsfaktor	Aufrollung der Prognosewerte mit Netzbetreiber-Preisindex-Ist-Werten	
Forschungs- und Innovationsbudget		
Ausmaß	keine Anwendung	0,6 % der jährlich festgestellten beeinflussbaren Betriebskosten Ziele: Stärkung Versorgungssicherheit, effizientere Nutzung bestehender Infrastruktur, Schaffung von Netzanschlusskapazitäten, Dekarbonisierung des Energiesystems sowie Digitalisierung

WACC = Weighted Average Cost of Capital

Quelle: E-Control; Zusammenstellung: RH

¹ Die Werte verstehen sich nominal, vor Steuer.

Anhang C

Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger

Anmerkung: im Amt befindliche Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in **Fettdruck**

Netz Niederösterreich GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

DI Franz Mittermayer

(23. Oktober 2017 bis 10. April 2024)

DI Stefan Stallinger

(seit 10. April 2024)

Stellvertretung

Mag. Stefan Szyszkowitz

(seit 21. März 2011)

Geschäftsführung

DI Heinrich Bittner

(1. Jänner 2019 bis 31. Dezember 2022)

DI (FH) Werner Hengst

(seit 25. März 2021)

Ing. Harald Dammerer, MBA

(seit 1. Jänner 2023)



WIENER NETZE GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

DI Peter Weinelt

(seit 22. März 2016)

Stellvertretung

Dr. Markus Pinter

(6. Dezember 2018 bis 13. Juni 2023)

Mag. Roman Fuchs

(seit 13. Juni 2023)

Geschäftsführung

Mag. Hermann Nebel

(1. Dezember 2012 bis 30. Juni 2024)

DI Thomas Maderbacher

(15. September 2017 bis 31. Dezember 2025)

DI Gerhard Fida

(seit 1. Jänner 2015)

Ilse Hirt

(seit 1. Juli 2024)

DI Dr. Thomas Angerer

(seit 1. Jänner 2026)

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)

Aufsichtsrat

Vorsitz

Dr.ⁱⁿ Edith Hlawati (29. März 2016 bis 15. Dezember 2021)
Mag.^a Dorothea Herzele (seit 15. Dezember 2021)

Stellvertretung

Mag.^a Dorothea Herzele (29. März 2016 bis 15. Dezember 2021)
Dr.ⁱⁿ Ilse Stockinger (seit 15. Dezember 2021)

Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. (20. Jänner 2011 bis 24. März 2025)
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA (seit 25. März 2021)
DI Mag. Michael Strebl (seit 25. März 2026)

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Stromverteilernetze: Akteure und Aufgaben _____	19
Tabelle 2:	Netzausbauplanung nach dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzausbau) _____	22
Tabelle 3:	Installierte Windkraft- und Photovoltaik-Anlagenleistung nach Ländern, Stand Ende 2023 _____	27
Tabelle 4:	Umsetzung der Ausbauziele gemäß Erneuerbaren- Ausbau-Gesetz, Stand 2024 _____	29
Tabelle 5:	Beispiele für Maßnahmen zur Netzoptimierung gemäß Begutachtungsentwurf zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz vom Juli 2025 _____	35
Tabelle 6:	Systemnutzungsentgelte und deren Zahler _____	43
Tabelle 7:	Berichte der E-Control zu Versorgungsqualität und Netzentwicklung _____	58
Tabelle 8:	Ungeplante Versorgungsunterbrechungen und Störereignisse (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH) _____	66
Tabelle 9:	Ungeplante Versorgungsunterbrechungen auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH) _____	68
Tabelle 10:	Entwicklung der Kundenzahlen (Zählpunkte) und Strommengen _____	70
Tabelle 11:	Betriebsmittel der Netz Niederösterreich GmbH und der WIENER NETZE GmbH _____	73
Tabelle 12:	Planabweichungen bei Terminen und Kosten im Netzausbau, Stand Ende 2024 _____	84
Tabelle 13:	Intelligente Trafostationen der Netz Niederösterreich GmbH und der WIENER NETZE GmbH (Ausrollung) _____	88
Tabelle 14:	Instandhaltungsaufwand der Nieder- und Mittelspannungs- ebene nach Leitungen und Trafostationen _____	99

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Ebenen im Stromnetz _____	18
Abbildung 2:	Umbau der Stromnetzinfrastruktur _____	21
Abbildung 3:	Stromerzeugung und -verbrauch (2015, 2024) und Prognose (2030, 2040) _____	24
Abbildung 4:	Engpassleistung der installierten Erzeugungsanlagen (2015, 2024) und Prognose (2030, 2040) _____	26
Abbildung 5:	Zusammensetzung des Strompreises (Österreichmittel, Stand Mai 2025) _____	42
Abbildung 6:	Entwicklung der Netznutzungsentgelte für die Netzebenen 5 und 7 (2015 bis 2025, nominal) _____	48
Abbildung 7:	Ungeplante Stromausfälle in Österreich gemäß SAIDI-Kennzahl _____	59
Abbildung 8:	Unterbrechungsdauer nach Siedlungsstruktur (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH) _____	67
Abbildung 9:	Entwicklung der Anschlussleistung (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH) _____	71
Abbildung 10:	Altersstruktur der Leitungskilometer und Trafostationen (Netz Niederösterreich GmbH, WIENER NETZE GmbH; Stand 2024) _____	74
Abbildung 11:	Investitionen 2015 bis 2029 der Netz Niederösterreich GmbH und WIENER NETZE GmbH _____	94
Abbildung 12:	Instandhaltungsaufwand der Netz Niederösterreich GmbH und der WIENER NETZE GmbH _____	98

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
AG	Aktiengesellschaft
APG	Austrian Power Grid AG
ASIDI	Average System Interruption Duration Index (leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit)
BGBI.	Bundesgesetzblatt
bzw.	beziehungsweise
CEER	Council of European Energy Regulators (Vereinigung der europäischen Energieregulatoren)
COVID	corona virus disease (Coronaviruskrankheit)
d.h.	das heißt
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
E-Control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
EIWG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EN	Europäische Norm
et al.	et alii (und andere)
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EUR	Euro
(f)f.	folgend(e)
G(es)mbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GP	Gesetzgebungsperiode
GW	Gigawatt
h	Stunde
i.d.(g.)F.	in der (geltenden) Fassung
IT	Informationstechnologie
km	Kilometer
km ²	Quadratkilometer

kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LGBL.	Landesgesetzblatt
LTE	Long Term Evolution
ME	Ministerialentwurf
MHz	Megahertz
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NÖ	Niederösterreich
NOVA	Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzausbau
Nr.	Nummer
ÖNIP	integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan
OVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
p.a.	per annum
rd.	rund
RH	Rechnungshof
S.	Seite
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (kundenbezogene Nichtverfügbarkeit)
TWh	Terawattstunde
TZ	Textzahl
u.a.	unter anderem
V	Volt
VO	Verordnung
Z	Ziffer
z.B.	zum Beispiel
zw.	zwischen

Glossar

Aggregator

Teilnehmer am Elektrizitätsmarkt, der als Schnittstelle zwischen dezentralen Akteuren und dem Strommarkt agiert, um flexible, dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten sowie Speicher zu bündeln und zu vermarkten

Anschlussleistung

die für die Netznutzung an der Übergabestelle vertraglich vereinbarte Leistung

ASIDI-Kennzahl

gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossener Bemessungsscheinleistung innerhalb eines Kalenderjahres an (leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit)

Einspeiser

Erzeuger, der elektrische Energie in ein Stromnetz abgibt

Endkunde

natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Strom für den Eigenverbrauch kauft

Engpassleistung (Maximalkapazität)

die maximale kontinuierliche Leistung, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des Anteils, der ausschließlich auf den Betrieb dieser Anlage zurückzuführen ist

Erneuerbare Energie(-träger)

Energieformen, die sich im Unterschied zu fossilen Energieträgern (Kohle, Erdöl, Gas) verhältnismäßig schnell erneuern oder praktisch unerschöpflich verfügbar sind, u.a. Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie (Photovoltaik, Solarthermie), Geothermie und Umgebungswärme, Bioenergie (Holz, Biogas, Biodiesel)

Flexibilität

das Potenzial von Verbrauchern, Erzeugern und Speichern, ihr Stromangebot oder ihre Stromnachfrage vorübergehend zu verändern, um eine optimierte Nutzung der Netze zu ermöglichen und Netzstabilität zu gewährleisten

Kostenwälzung

kalkulatorisches Rechenverfahren, um einer Verbrauchergruppe die Kosten jener Anschlussnetzebene, an die sie direkt angeschlossen ist, sowie aller darüber liegenden Netzebenen anteilig zuzuordnen

Laststeuerung (Demand-Side-Management)

Abweichung des Verbrauchs der Endkunden von ihrem üblichen, geplanten oder aktuellen Stromverbrauchsmuster als Reaktion auf Marktsignale, etwa zeitabhängige Energiepreise oder andere finanzielle Anreize, allein oder durch Aggregation

Muffe

Verbindungsstück von Leitungen und Kabeln

Prosumer

Verbraucher, die Strom auch erzeugen, z.B. mit Photovoltaik

SAIDI-Kennzahl

gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres an (kundenbezogene Nichtverfügbarkeit); zur Berechnung des SAIDI wird die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Stromausfall mit der jeweiligen Unterbrechungsdauer in Minuten multipliziert und durch die Gesamtzahl der Netzbenutzer dividiert; der RH verwendet diese Kennzahl, weil sie die Nichtverfügbarkeit der Stromnetze aus Sicht der Endkunden misst

Versorgungsqualität

umfasst die Versorgungszuverlässigkeit, die Spannungsqualität, die operative Versorgungssicherheit und kommerzielle Qualität von Dienstleistungen

Verteilernetz

mehrere zusammenhängende Leitungen mit einer hohen, mittleren oder niedrigen Spannungshöhe innerhalb eines räumlich abgegrenzten bestimmten Gebiets, die der Verteilung von elektrischer Energie dienen und untereinander mit einer oder mehreren Verbindungsleitungen verbunden sind

Verteilernetzbetreiber

Unternehmen, das verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die langfristige Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen

Volllaststunde

Quotient aus erwarteter jährlicher Stromerzeugung und Engpassleistung einer Erzeugungsanlage



Transformation der Stromverteilernetze

Zählpunkt

Einspeise- bzw. Entnahmestelle für elektrische Energie, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird

R - H



