

# Lagebild Versorgungssicherheit Elektrizität 2025

Wien, 2026

## **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus, Stubenring 1, 1010 Wien

Autorinnen und Autoren: Abt. V/3 „Krisenmanagement und Energielenkung“

Gesamtumsetzung: Abt. V/3 „Krisenmanagement und Energielenkung“

Wien, 2026. Stand: 29. Mai 2026

### **Copyright und Haftung:**

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet, alle sonstigen Rechte sind ohne schriftliche Zustimmung des Medieninhabers unzulässig.

Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung des Bundesministeriums und der Autorin / des Autors ausgeschlossen ist. Rechtausführungen stellen die unverbindliche Meinung der Autorin / des Autors dar und können der Rechtsprechung der unabhängigen Gerichte keinesfalls vorgehen.

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an [POST.V3-25a@bmwet.gv.at](mailto:POST.V3-25a@bmwet.gv.at).

## Inhalt

<b>Grundlage der Lagebilderstellung.....</b>	<b>4</b>
<b>Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Erzeugungs- und Verbrauchssituation .....</b>	<b>5</b>
1. Indikatoren.....	5
1.1. Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazität 2024 .....	5
1.2. Installierte Erzeugungskapazität 2024.....	6
1.3. Tatsächliche und normalisierte inländische Stromerzeugung.....	7
1.4. Eigenversorgungsgrad und Importbedarf.....	8
1.5. Entwicklung des Stromverbrauchs gegliedert nach Sektoren .....	9
1.6. Bruttostromerzeugung nach Energieträgern.....	11
1.7. Bundes-/Länderziele zum Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien ....	12
1.8. Gasspeicherfüllstände.....	13
1.9. Daten über Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase .....	14
1.10. Beobachtung der Prognosen zur zukünftigen Stromnachfrage .....	15
2. Kennzahlen.....	16
2.1. Loss of Load Expectation (LOLE) .....	16
2.2. Expected Energy not Served (EENS) .....	17
2.3. Cost of New Entry (CONE) .....	18
2.4. Value of Lost Load (VoLL) .....	19
<b>Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Netzsituation .....</b>	<b>20</b>
3. Indikatoren.....	20
3.1. Ausbau von Netzkapazitäten und Modernisierung der Energieinfrastruktur	20
3.2. Entwicklung der Stromspeicher Infrastruktur .....	22
3.3. Beobachtung der Prognosen zur Entwicklungen der Energieinfrastruktur .....	23
3.4. Entwicklung der erzeugungsbedingten Spitzenlast.....	24
4. Kennzahlen.....	25
4.1. System Average Interruption Duration Index (SAIDI).....	25
4.2. Average System Interruption Duration Index (ASIDI).....	26
4.3. System Average Interruption Frequency Index (SAIFI).....	27
4.4. Average System Interruption Frequency Index (ASIFI).....	27
4.5. Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) .....	28
4.6. Non Delivered Energy (NDE).....	29
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>30</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>31</b>

# Grundlage der Lagebilderstellung

Gemäß § 148 Abs. 5 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) ist die Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie in Fünfjahresintervallen zu aktualisieren. Aufgrund der hohen Anforderungen an Systemstabilität und Versorgungszuverlässigkeit soll gemäß den gesetzlichen Vorgaben innerhalb dieses Zeitraumes eine regelmäßige Evaluierung der Maßnahmen erfolgen. Aus diesem Grund sieht § 148 Abs. 4 EIWG die Erstellung eines Lagebildes unter Annahme von Indikatoren und Schwellenwerten vor, die zur Bewertung der Versorgungssicherheit an den europäischen Elektrizitätsmärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Republik Österreich als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind.

Das Monitoring der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie wird in vorliegendem Lagebild in Aspekte der Bedarfsdeckung und Aspekte der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit gegliedert. Dazu werden jeweils Indikatoren und Kennzahlen identifiziert, anhand derer eine Bewertung der Versorgungslage erfolgt.

**Indikatoren** dienen dabei der regelmäßigen Bewertung der auf die Zukunft gerichteten Annahmen, die in der Versorgungssicherheitsstrategie (E-VSS) bzw. in den zugrundeliegenden Szenarien getroffen werden. Eine Abweichung davon ist nicht automatisch mit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit gleichzusetzen. Vielmehr soll im Bedarfsfall eine zusätzliche Prüfung durch das BMWET in Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde E-Control und dem Regelzonenführer Austrian Power Grid AG (APG) erfolgen, ob die in der E-VSS auf Basis dieser Zahlengerüste entwickelten Maßnahmen einer Anpassung bedürfen. **Kennzahlen** lassen hingegen einen direkten Rückschluss auf die aktuelle Versorgungssicherheitssituation zu, insbesondere in einer kombinierten Betrachtung. Für die relevantesten Kennzahlen sind daher Schwellenwerte vorgesehen. Aufgrund der hier beschriebenen unterschiedlichen Ausrichtung werden Indikatoren und Kennzahlen getrennt behandelt und lassen keine direkten Rückschlüsse aufeinander zu.

Das Lagebild ist durch das BMWET in Zusammenarbeit mit den relevanten Stakeholdern einmal jährlich auf Basis aktueller Indikatoren und Kennzahlen, möglichst im Vergleich zu den vergangenen 5 bis 10 Jahren, zu erstellen.

# Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Erzeugungs- und Verbrauchssituation

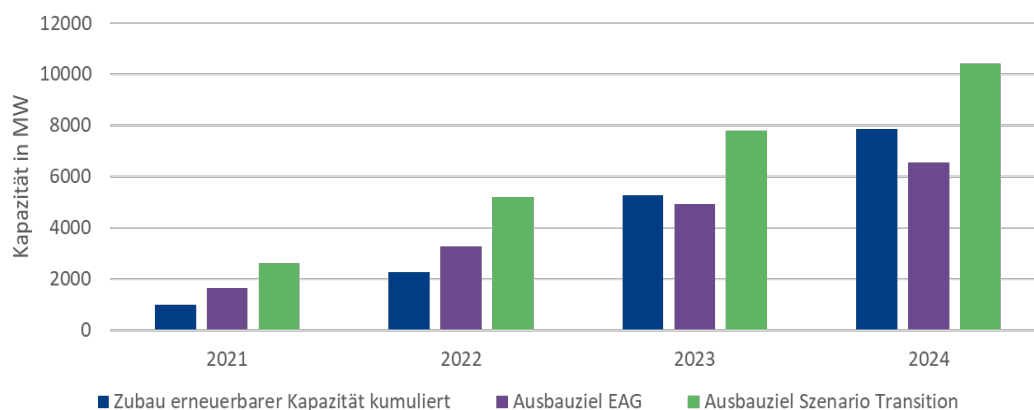
## 1. Indikatoren

### 1.1. Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazität 2024

**2.578 MW** an erneuerbarer Erzeugungsleistung (ohne Pumpspeicher) wurden 2024 in Österreich zugebaut, gegliedert unter anderem in 120 MW Laufwasser, 196 MW Windkraft, 2.130 MW Photovoltaik und 15 MW Biomasse/Biogas. Der Ausbau der Erzeugungsleistung in den Vorjahren belief sich auf

- 3.030 MW im Jahr 2023,
- 1.256 MW im Jahr 2022 und
- 1.003 MW im Jahr 2021.

Abbildung 1: Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazität 2024



Evaluierung: Für das Erreichen der Ziele des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) ist zwischen 2021 und 2030 ein Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung um 27 TWh erforderlich. Werden diese 27 TWh gemäß dem Ausbauplan des EAG mittels der dort festgelegten Volllaststunden auf Leistung umgerechnet, ergibt sich ein jährlich erforderlicher Zubau von 1.640 MW. Um das erhöhte Ausbauziel des Szenarios Transition zu erreichen, welches der E-VSS zugrunde liegt, ist im gleichen Zeitraum ein jährlicher Zubau von 2.600 MW erforderlich.

Der **Durchschnittswert** der Jahre 2021 bis 2024 liegt bei **1.967 MW** und erfüllt damit das Ziel des EAG, aber noch nicht jenes des vom Umweltbundesamt erstellten Szenarios Transition, das Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche bis 2040 mit dem Ziel der Dekarbonisierung darstellt. Aufgrund einer deutlich steigenden Tendenz ist dieser Wert als positiv zu betrachten.

Datenherkunft: E-Control, EAG-Monitoringbericht

## 1.2. Installierte Erzeugungskapazität 2024

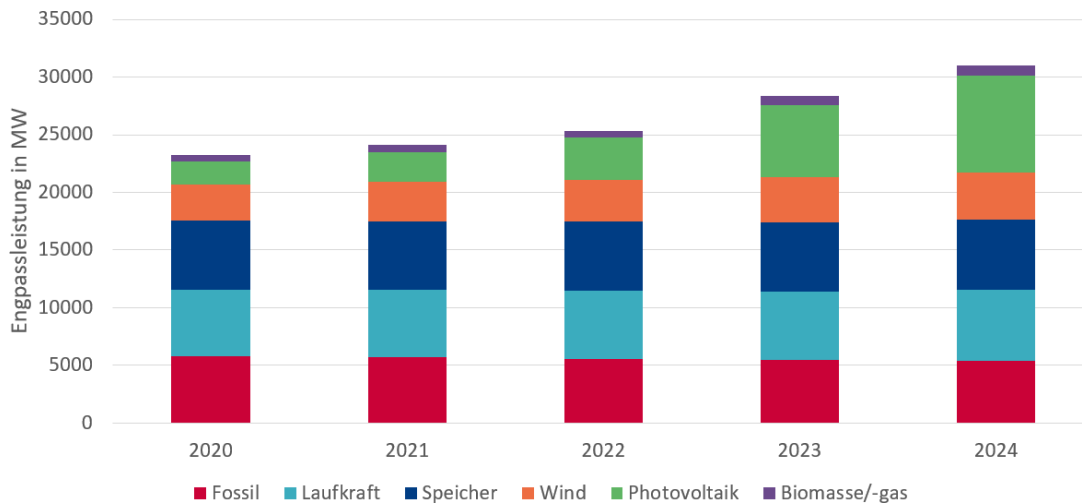
Die installierte **erneuerbare** Erzeugungskapazität in der Regelzone der APG beläuft sich mit Ende 2024 auf **25.545 MW**, gegliedert in 8.360 MW Photovoltaik, 6.118 MW Laufkraft, 6.096 MW Speicherkraft, 4.092 MW Windkraft und 879 MW Wärmekraft aus erneuerbaren Energieträgern (Biomasse, Biogas, etc.). Der PV-Wert bezieht sich dabei auf die maximal mögliche Einspeiseleistung, nicht die Modulleistung. Auf österreichischem Bundesgebiet sind zusätzlich 2.972 MW Engpassleistung von Speicherkraftwerken außerhalb der Regelzone APG vorhanden.

Evaluierung: Für das Erreichen des EAG-Ziels ist bis 2030 auf Basis der unter 1.1. angeführten Ausbauziele eine installierte erneuerbare Kapazität von 33.870 MW erforderlich. Gemäß dem Szenario Transition sollen zumindest 43.470 MW erreicht werden, um die bilanzielle Vollversorgung mit erneuerbaren Energien sicherzustellen. Diese Zahlen verändern sich aufgrund unterschiedlicher Volllaststunden bei einer anderen Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien.

Die installierte **nicht erneuerbare**, thermische Erzeugungskapazität beläuft sich mit Ende 2024 auf **5.428 MW**.

**Evaluierung:** Der Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung lag laut APG im Winter 2024/25 bei 3.720 MW und beträgt im Winter 2025/26 3.405 MW. Für eine weiterhin ausreichende Verfügbarkeit flexibler Erzeugungsleistung sind laufende Analysen mit ausreichend langem Betrachtungshorizont erforderlich.

Abbildung 2: Installierte Erzeugungskapazität 2024



Datenherkunft: E-Control, Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom

### 1.3. Tatsächliche und normalisierte inländische Stromerzeugung

Die inländische Stromerzeugung 2024 lag bei **283,5 PJ** und steht einem Verbrauch von 259,1 PJ gegenüber. Österreich war somit, wie auch schon 2023, Nettostromexporteur. Die Erzeugung aus Erneuerbaren lag 2024 bei 233,4 PJ oder 90,1 % des Gesamtaufkommens, wobei zur statistischen Vergleichbarkeit die aus Wind und Wasserkraft (ohne Erzeugung aus gepumptem Zufluss) erzeugte Elektrizität gemäß der Formel des Anhangs II der Richtlinie (EU) 2018/2001 normalisiert wurde.

Tabelle 1: Tatsächliche und normalisierte inländische Stromerzeugung

	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Inländische Stromerzeugung</b>	249,2 PJ	241,1 PJ	232,8 PJ	256,0 PJ	283,5 PJ
<b>Import Bilanz als Jahressaldo</b>	7,9 PJ	27,2 PJ	31,3 PJ	- 0,3 PJ	- 24,4 PJ
<b>Gesamtaufkommen</b>	257,1 PJ	268,2 PJ	264,1 PJ	255,7 PJ	259,1 PJ
<b>Erneuerbare Erzeugung normalisiert</b>	200,8 PJ	198,5 PJ	194,5 PJ	224,8 PJ	233,4 PJ
<b>Anteil Erneuerbarer Erzeugung</b>	78,1 %	74,0 %	73,6 %	87,9 %	90,1 %

Evaluierung: In den letzten beiden Betrachtungsjahren zeigt sich ein Trend hin zu mehr Eigenversorgung und eine Entwicklung Österreichs zum Nettostromexporteur, insbesondere durch einen steigenden Anteil erneuerbarer Erzeugung. Dies ist für die Versorgungssicherheit grundsätzlich als positiv zu bewerten, wobei die tatsächliche Eigenversorgung immer primär ein Ergebnis von Marktmechanismen darstellt und nur bedingt Rückschlüsse auf die theoretische Eigenversorgungsfähigkeit zulässt. Auf diese wird unter Punkt 1.4. näher eingegangen. Weiters ist festzustellen, dass sich der Trend zu mehr Eigenversorgung im Jahr 2025 nicht fortsetzen wird, wobei es sich hierbei um einen statistischen Ausreißer aufgrund von Ausfällen im österreichischen Kraftwerkspark und einer niedrigeren Laufwasserkrafterzeugung handeln könnte.

Datenherkunft: Energiebilanzen Statistik Austria

## 1.4. Eigenversorgungsgrad und Importbedarf

Es kann aus dem Beitrag von Importen zur Strombedarfsdeckung nicht abgeleitet werden, dass bei veränderten europäischen Marktbedingungen oder im Falle potenzieller Energielenkungsmaßnahmen zur Steigerung der Erzeugung keine oder ungenügende ausreichenden inländischen Erzeugungskapazitäten verfügbar wären. Zur Bewertung dieses Sachverhalts ermittelt die E-Control im jährlichen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit Strom das inländische Bedarfsdeckungspotenzial. Die Analyse der natürlichen Erzeugung und des hypothetischen Wärmepotenzials zeigt, dass es regelmäßig zu rechnerischen Deckungslücken kommt, in denen diese Erzeugungsformen den Verbrauch nicht vollständig abdecken können. Diese treten nahezu ausschließlich in den Wintermonaten (Oktober bis März) auf und

sind auf saisonal geringere Erzeugungsmöglichkeiten bei gleichzeitig erhöhtem Verbrauch zurückzuführen.

Zur möglichen Überbrückung dieser hypothetischen Unterdeckungen stehen Speicherkraftwerke als inländische Reserve zur Verfügung. Die Speicher erreichen typischerweise im Spätsommer ihre höchsten Füllstände und werden in der Heizperiode schrittweise entleert; die Tiefststände liegen üblicherweise im Frühjahr.

Im Winter 2017/18 traten drei Wochen mit einer rechnerisch nötigen Speicherentleerung von jeweils über 40 Prozent pro Woche auf. Auch in den folgenden Wintern bis einschließlich 2022/23 wurden Deckungslücken festgestellt, allerdings in geringerem Ausmaß. Die kritischsten Phasen zeigten sich in den Wintern 2020/21 und 2021/22 mit Überbrückungsdauern von je 3 bis 4 Wochen. Im Winter 2023/24 wurden aufgrund hoher natürlicher Erzeugung keine rechnerischen Deckungslücken vor Speicherinanspruchnahme festgestellt. Im Winter 24/25 wären insgesamt 3 Wochen hypothetische Deckungslücken aufgetreten, die für maximal 5 Wochen hätten überbrückt werden können.

Evaluierung: Das Ergebnis unterstreicht die aktuell grundsätzliche Angemessenheit der Erzeugungsressourcen Österreichs, ein deutlicher Sommer-Winter-Verlagerungsbedarf besteht jedoch weiterhin. Ein vermehrter Zubau von Windkraftkapazitäten kann aufgrund des Erzeugungsprofils der Windkraft maßgeblich zur Deckung dieses Bedarfs beitragen. Die weitere Entwicklung bleibt abzuwarten und hängt unter anderem von der Ausrichtung der Erzeugungs- und Speicherinfrastruktur auf den Winterbedarf ab. Potenzielle Deckungslücken erfordern ein genaues, kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheitssituation.

Datenherkunft: E-Control, Monitoringreport Versorgungssicherheit Strom

## 1.5. Entwicklung des Stromverbrauchs gegliedert nach Sektoren

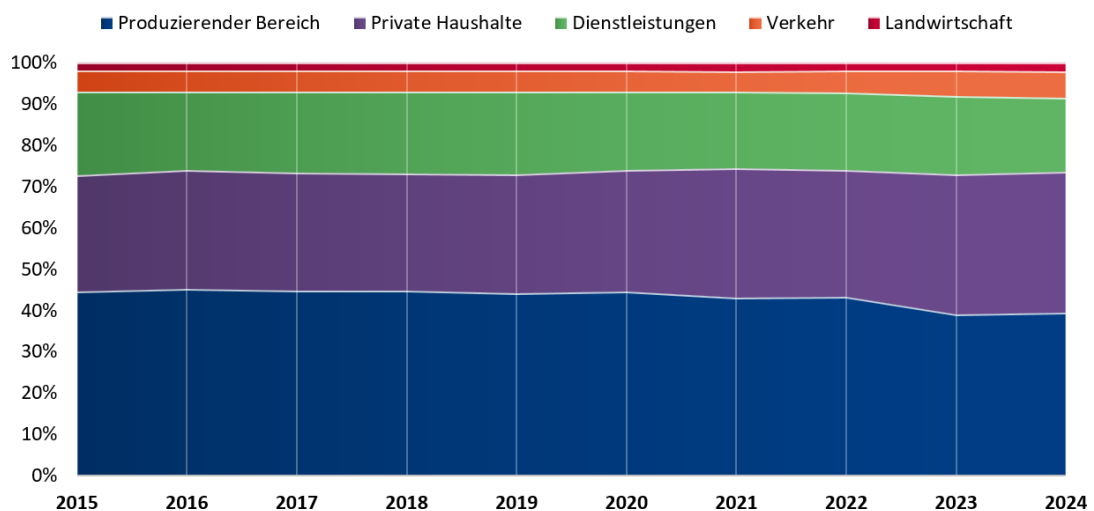
Der elektrische Endverbrauch ohne Eigenverbrauch des Elektrizitätssektors und Einsatz für Pumpspeicher belief sich 2024 auf gesamt **62,7 TWh** und entfiel

- zu 39,5 % bzw. 24,8 TWh auf den produzierenden Bereich,
- zu 34 % bzw. 21,3 TWh auf private Haushalte,
- zu 18 % bzw. 11,3 TWh auf den Dienstleistungssektor,

- zu 6,3 % bzw. 3,9 TWh auf den Verkehrssektor und
- zu 2,2 % bzw. 1,4 TWh auf die Landwirtschaft.

Während der Anteil des Dienstleistungssektors am Gesamtstromverbrauch in den vergangenen 10 Jahren nahezu gleich blieb, zeigt sich in den von der Elektrifizierung besonders betroffenen Sektoren des Verkehrs und der privaten Haushalte (insbesondere aufgrund elektrischer Heizungstechnologien) ein deutlicher Anstieg, der sich auch in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Auch die Landwirtschaft ist davon in geringem Ausmaß betroffen. Effizienzsteigerungen führen im produzierenden Bereich hingegen sogar zu einem leichten Rückgang.

Abbildung 3: Entwicklung des Stromverbrauchs gegliedert nach Sektoren



**Evaluierung:** Insbesondere durch vermehrte Bedeutung der E-Mobilität und elektrifizierter Heizungssysteme ergeben sich steigende Flexibilitätspotentiale, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit möglichst netz- und systemdienlich einzusetzen sind. Entsprechende Anreize, insbesondere tariflicher Natur, sind erforderlich.

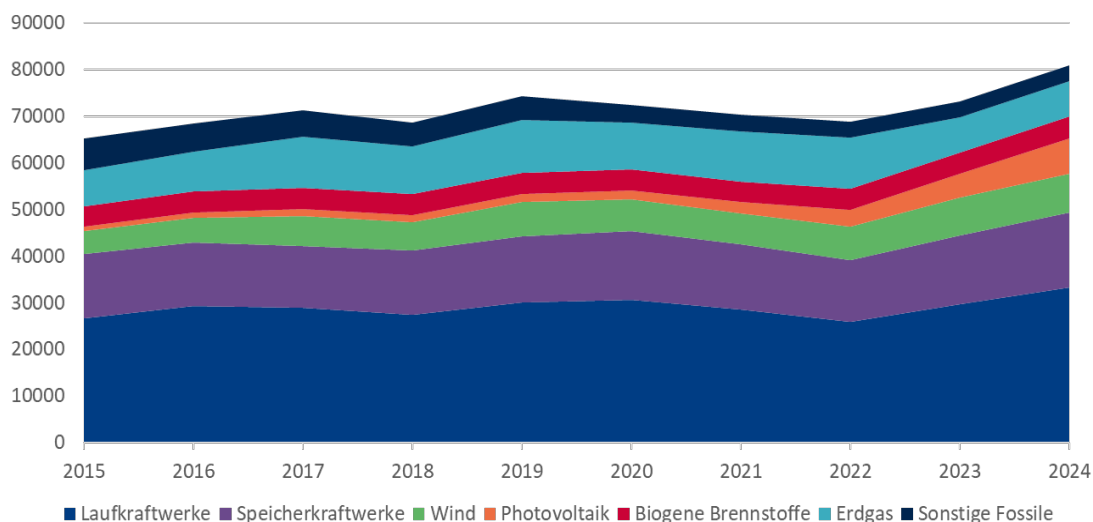
Datenherkunft: Energiebilanzen Statistik Austria, aufbereitet von Oesterreichs Energie

## 1.6. Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

Die Bruttostromerzeugung Österreichs belief sich 2024 auf 81.904 GWh. Der Anteil der Erneuerbaren an der Bruttostromerzeugung betrug 67.287 GWh ohne Erzeugung aus Pumpspeichern und 70.861 GWh inkl. Erzeugung aus Pumpspeichern. 33.262 GWh entfielen auf Laufwasserkraftwerke, 16.094 GWh auf Speicherkraftwerke, 9.257 GWh auf Windkraft, 7.645 GWh auf Photovoltaik und 4.603 GWh auf biogene Brennstoffe.

7.605 GWh wurden durch den Einsatz von Erdgas erzeugt und weitere 3.438 GWh durch sonstige fossile Quellen.

Abbildung 4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern



**Evaluierung:** Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung konnte in den vergangenen Jahren deutlich gesteigert werden, insbesondere durch steigende Kapazitäten der Photovoltaik. Einer steigenden Sommer-Winter-Lücke ist durch gezielten Ausbau saisonaler Flexibilitäten und Speicherlösungen sowie von Erzeugungstechnologien, die im Winter stark zur Lastdeckung beitragen können, wie insbesondere Windkraftherzeugung, entgegenzuwirken. Der Einsatz fossiler Energieträger zur Stromerzeugung ist rückläufig. Auf eine ausreichende Verfügbarkeit steuerbarer, netzreservetauglicher Kapazitäten ist zu achten.

Datenherkunft: Energiebilanzen Statistik Austria, aufbereitet von Oesterreichs Energie

## 1.7. Bundes-/Länderziele zum Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien

Laut dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz soll die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 2020 ausgehend bis 2030 um mindestens 27 Terrawattstunden (TWh) gesteigert werden. 11 TWh entfallen dabei auf Photovoltaik, 10 TWh auf Windkraft, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse. Der ÖNIP und die E-VSS gehen von einem höheren Ausbau um insgesamt 39 TWh aus (plus 19 TWh Photovoltaik und plus 14 TWh Windkraft). Die Bundesländer spielen bei der Erreichung dieser Ziele eine wesentliche Rolle. Der bisher erfolgte Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist je nach Bundesland und Energieträger höchst unterschiedlich. Auch die weiteren Ausbauziele der Bundesländer unterscheiden sich nach Region und Energieträger deutlich.

Tabelle 2: Zubauziele der Bundesländer bis 2030 in TWh mit Stand 2024

Bundesland	Ziel Wasserkraft (TWh bis 2030)	Ziel Windkraft (TWh bis 2030)	Ziel Photovoltaik (TWh bis 2030)
Burgenland	0,0	2,8	2,2
Kärnten	0,1	0,3	0,0
Niederösterreich	0,3	4,0	2,5
Oberösterreich	0,5	0,0	3,0
Salzburg	0,2	0,3	0,5
Steiermark	0,3	1,3	0,6
Tirol	1,5	0,0	1,2 bis 1,5
Vorarlberg	0,2	0,0	0,2
Wien	0,0	0,0	0,7
<b>Summe Länder</b>	<b>3,1</b>	<b>8,7</b>	<b>10,9 bis 11,2</b>
Ziel EAG	5,0	10,0	11,0
Differenz zu EAG-Ziel	-1,9	-1,3	-0,1 bis +0,2
<b>Ziel Szenario Transition</b>	<b>5,0</b>	<b>14,0</b>	<b>19,0</b>
<b>Differenz zu Szenario Transition Ziel</b>	<b>-1,9</b>	<b>-5,3</b>	<b>-8,1 bis -7,8</b>

Datenherkunft: Integrierter Österreichischer Netzinfrastrukturplan, Szenario Transition

**Evaluierung:** Die Aufstellung zeigt, dass die EAG-Ziele mit den aktuellen Landeszielen knapp nicht erreicht werden könnten. Während der tatsächliche Ausbaupfad hier einen positiven Trend aufweist (vgl. Indikator 1.1.) und das EAG-Ziel erreichbar scheint, weisen die Indikatoren darauf hin, dass die Zubau-Prognose des Szenarios Transition nicht erreicht werden könnte. Primäres Ziel in beiden Betrachtungen ist die bilanzielle Vollversorgung mit erneuerbarer Energie bis 2030, wobei sich im Szenario Transition für 2030 ein Erzeugungsüberschuss von 7 TWh ergibt. Aktuelle Berechnungen der E-Control zeigen, dass die Stromnachfrage bis 2030 auf zumindest 89 TWh steigen könnte und damit knapp über den im EAG angenommenen Wert. Bezüglich der Zielerreichung gilt es daher, die zukünftigen Entwicklungen weiter zu evaluieren.

### 1.8. Gasspeicherfüllstände

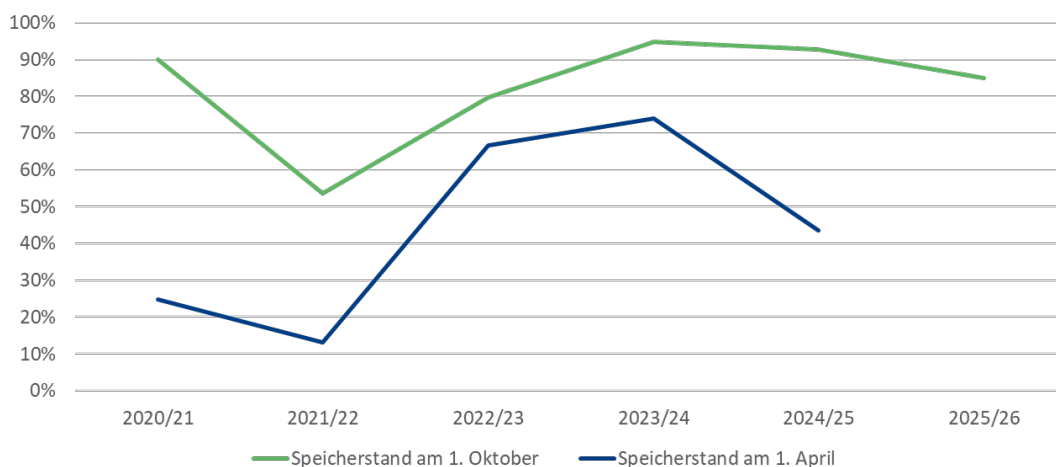
Die Gasspeicherstände zu Beginn der Heizperiode (1. Oktober) betragen

2020: 90,0 %,      2021: 53,6 %,      2022: 79,8 %,      2023: 94,9 %,   
 2024: 92,7 %,      2025: 84,9 %.

Die Gasspeicherstände am Ende der Heizperiode (1. April) betragen

2021: 24,8 %,      2022: 13,1 %,      2023: 66,6 %,      2024: 73,9 %,   
 2025: 43,5 %.

Abbildung 5: Gasspeicherfüllstände



Evaluierung: Die Gasspeicherstände bewegen sich in den vergangenen Jahren auf einem guten Niveau, die Verfügbarkeit der für die Stromversorgung benötigten Mengen ist nicht gefährdet. Verhältnismäßig geringe Speicherstände waren 2021 zu beobachten. Gemäß der EU Gas Storage Regulation, die seit 2022 in Kraft ist, haben Mitgliedsstaaten zu Beginn der jeweiligen Heizperiode einen Speicherstand von grundsätzlich 90 % der Speicherkapazität bzw. 35 % des durchschnittlichen Jahresverbrauchs der vorangegangenen fünf Jahre zu erreichen. Die Befüllungs-Ziele sind gemäß Analysen der E-Control auch in den kommenden Jahren erreichbar, in Szenarien mit hohem Verbrauch aufgrund kalter Temperaturen ist jedoch mit einem langfristig sinkenden Speicherstand zu rechnen. Eine Weiterführung der strategischen Gasreserve wird derzeit evaluiert. Weitere gesetzliche Verpflichtungen wie die Vorhaltung von Gasmengen für Stromerzeugungsanlagen gem. § 75 ElWG, der Gasversorgungsstandard gem. § 121 GWG 2011 und die Verpflichtung für den Anschluss von Speichern auf österreichischem Gebiet an das österreichische Gasnetz gem. § 105 GWG 2011 sorgen für zusätzliche Versorgungssicherheit.

Datenherkunft: agsi.gie.eu

## **1.9. Daten über Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase**

Um die Versorgung der Industrie- und Kraftwerksstandorte mit gasförmigen Energieträgern jederzeit zu gewährleisten, wird im ÖNIP der Aufbau einer parallelen Methan- und Wasserstoff-Infrastruktur ab 2030 angenommen. Grundsätzlich kann der signifikante Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in der Strom- und Fernwärmeerzeugung erst erfolgen, wenn einerseits die Infrastruktur für den Wasserstofftransport zu den Standorten aufgebaut ist und andererseits ausreichende Mengen verfügbar sind.

## 1.10. Beobachtung der Prognosen zur zukünftigen Stromnachfrage

Gemäß jener der E-VSS zugrunde gelegten Szenarien und Prognosen bewegt sich der Stromverbrauch 2030 zwischen 83 TWh und 97 TWh inklusive Transportverluste, Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch des Sektors Energie. Der Stromverbrauch wird sich demnach gegenüber 2021 um 11 % bis 30 % erhöhen. Im Szenario Transition wird von einem Strombedarf für 2030 in Höhe von 93 TWh ausgegangen, im davon abgeleiteten Szenario ÖNIP von 91 TWh. Beide Szenarien wurden seit Veröffentlichung der E-VSS nicht verändert. Im Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023 der E-Control wurde ein Bruttoendenergieverbrauch für 2030 in Höhe von knapp 85 TWh prognostiziert. Dieser wurde im Monitoring Report 2024 deutlich nach oben korrigiert auf 89 TWh bei einem positiven Residualbedarf von 6 TWh, der durch fossile Erzeugung oder bilanzielle Importe zu decken ist. Die dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber zugrundeliegenden Energiemengengerüste stellen sowohl die obere, als auch untere Grenze des erwarteten Stromverbrauchs dar.

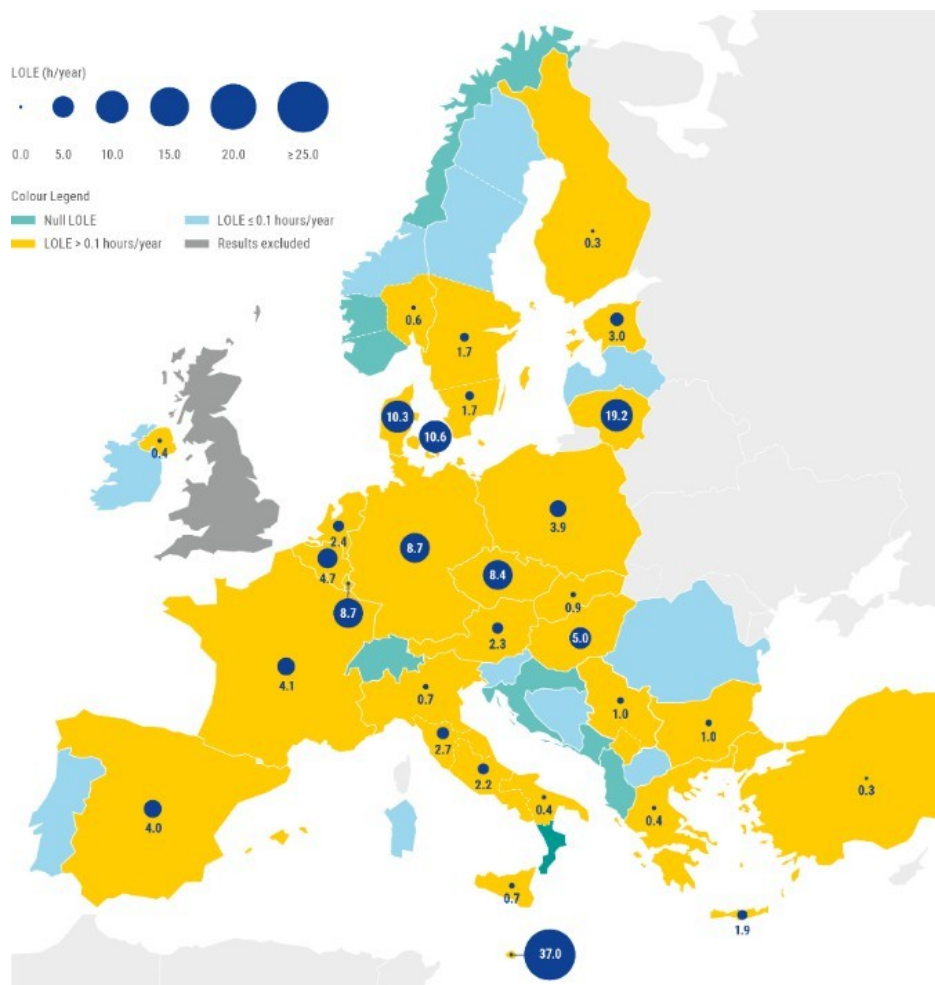
Evaluierung: Die weitere Entwicklung der Stromnachfrage ist zu beobachten und etwaige Änderungen sind zu evaluieren. Die Lastdeckungsanalysen der E-VSS gehen von einem Strombedarf für 2030 von 93 TWh entsprechend dem Szenario Transition aus. Auch die adaptierte Prognose der E-Control im Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom liegt noch unter diesem Wert, wodurch die in der E-VSS getroffenen Annahmen weiterhin Gültigkeit haben.

## 2. Kennzahlen

### 2.1. Loss of Load Expectation (LOLE)

Die Loss of Load Expectation (LOLE) stellt die zu erwartende Lastunterdeckung in Stunden pro untersuchtem Zieljahr dar. LOLE wird gemeinsam mit der erwarteten Energieunterdeckung (EENS - engl. expected energy not served) im Rahmen des European Resource Adequacy Assessments (ERAA) gemäß Art 23 der VO (EU) 2019/943 für alle EU-Mitgliedsstaaten jährlich berechnet, und zwar für jeweils zehn Jahre. Vier zukünftige Zieljahre werden dabei für den Bericht herausgegriffen. Das ERAA 2024 weist für Österreich einen LOLE-Wert von **2,3 Stunden für 2026** aus, **2,5 Stunden für 2028**, **1,5 Stunden für 2030** und **6,7 Stunden für 2035**.

Abbildung 6: prognostizierte LOLE-Werte in Europa 2026



Evaluierung: Die LOLE-Werte für Österreich bleiben für drei untersuchte Zieljahre (2026, 2028 und 2030) merklich unter dem Schwellenwert von drei Stunden pro Jahr, der von vielen Mitgliedstaaten als Zuverlässigkeitsstandard festgelegt wurde. Der für 2035 ausgewiesene Wert liegt deutlich über dieser Schwelle und zeigt eine steigende Tendenz. Eine Ergänzung des ERAA durch ein nationales Resource Adequacy Assessment ist auf Basis von § 149 ElWG vorgesehen und wird 2026 erstmals vorgenommen. Das ERAA 2024 berücksichtigt im Rahmen von Kapazitätsmechanismen kontrahierte Kapazität für die berechneten Zieljahre, nicht jedoch voraussichtlich erwartete Kapazität in der Zukunft basierend auf implementierten oder geplanten Kapazitätsmechanismen. Es wird seitens ENTSO-E weiters ohne Berücksichtigung der Erlöse bestehender Kapazitätsmechanismen berechnet, und zwar auch in Bezug auf jene Länder, die einen solchen bereits implementiert haben. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass die vorhandenen Kapazitäten in Gesamteuropa unterschätzt und damit die LOLE-Werte für Österreich zu hoch angesetzt sind.

Datenherkunft: ENTSO-E, ERAA 2024

## 2.2. Expected Energy not Served (EENS)

Ergänzend zum LOLE stellt Expected Energy not served (EENS) die Höhe der erwarteten Energieunterdeckung dar. Im Durchschnitt über alle Szenarien beläuft sich der EENS-Wert für Österreich im ERAA 2024 für das Betrachtungsjahr **2026 auf 0,29 GWh**, für das Jahr **2028 auf 2,49 GWh**, für das Jahr **2030 auf 1,53 GWh** und für das Jahr **2035 auf 6,66 GWh**.

Evaluierung: Die für Österreich ausgewiesenen EENS-Werte sind verhältnismäßig gering (der österreichische Tagesverbrauch liegt je nach Jahreszeit bei 120 - 200 GWh). Diese Kennzahl relativiert die steigenden LOLE-Werte. Eine Beobachtung der Ergebnisse zukünftiger Analysen und eine Ergänzung des ERAA durch ein nationales Resource Adequacy Assessment, dessen Schwerpunkt auf den nationalen Besonderheiten und Gegebenheiten liegt, sind dennoch von Bedeutung.

Datenherkunft: ENTSO-E, ERAA 2024

### 2.3. Cost of New Entry (CONE)

CONE quantifiziert die Kosten des Markteintritts von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten. CONE bildet zusammen mit dem VoLL das komplementäre Wertepaar zur Festlegung vom Zuverlässigkeitsstandard gemäß Art. 25 der VO (EU) 2019/943. Der Zuverlässigkeitsstandard markiert das ökonomische Gleichgewichts-optimum, durch die direkte Gegenüberstellung von Grenzkosten der neuen Kapazitäten und dem Nutzen der Endverbraucher zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen. CONE-Werte wurden 2024 von der E-Control in Zusammenarbeit mit der JKU Linz auf Basis der ACER-Methode berechnet:

„Die geringsten Werte weisen demand side response-fähige „Power-to-Heat“-Anlagen mit rund 15.200 €/MW und Wärmepumpen mit etwa 22.800 €/MW auf. [...] Die nächstgünstigsten Referenztechnologien sind die Umrüstung von Pumpspeichern mit 81.772 €/MW und demand side response-fähige Elektrolyseanlagen mit 92.581 €/MW, gefolgt vom Zubau von Gaskraftwerken, z.B. Gasturbinen mit 112.397 €/MW. Auch Batteriespeicher weisen im Vergleich noch relativ geringe CONE-Werte auf (Lithium-Ionen-Batterie mit 147.270 €/MW).“

PV und Wind, aber auch Laufwasser wurden mit den deutlich höchsten CONE-Werten aufgrund niedriger De-Rating-Faktoren nicht in die Analyse miteinbezogen.

Evaluierung: CONE-Werte können insbesondere für die Festlegung eines Zuverlässigkeitsstandards herangezogen werden, ein solcher wurde in Österreich bislang nicht fixiert. Für einen internationalen Vergleich wären weitere Analysen, etwa der CONE-Werte in vergleichbaren Nachbarstaaten, anzustreben.

Datenherkunft: E-Control, JKU Linz: Ermittlung von CONE und Cost of Renewal/Prolongation (CORP) für AT

## 2.4. Value of Lost Load (VoLL)

„Value of Lost Load“ (VoLL) ist als jener ökonomischer Wert definiert, den die Endverbraucher bereit wären, für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu bezahlen. Dabei ist die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher (Endkunden) für unterschiedliche Unterbrechungsszenarien mittels standardisierter Befragungen zu erheben. Die für derartige Befragungen notwendigen Unterbrechungsszenarien sind hinsichtlich Unterbrechungszeitpunkt, -dauer, -häufigkeit sowie etwaiger Vorbereitungsmöglichkeiten auf die erwartete Versorgungsunterbrechung zu unterscheiden. Weiters sind in die Befragung verschiedene Verbraucherkategorien miteinzubeziehen, zumindest jedenfalls Haushalte, Handel oder Dienstleistungssektor, öffentlicher Dienst, KMUs im produzierenden Bereich, Großunternehmen im produzierenden Bereich, und Unternehmen im Transportsektor. Entsprechend einer von ACER genehmigten Methode lässt sich daraus ein Single-VoLL berechnen. Entsprechende Erhebungen und Berechnungen wurden durch die Regulierungsbehörde bereits durchgeführt und finden sich unter: [www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom](http://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom). Auf basis dieser Erhebungen kann durch die Regulierungsbehörde bei Bedarf die Berechnung eines Single-VoLL erfolgen.

Datenherkunft: E-Control

# Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Netzsituation

## 3. Indikatoren

### 3.1. Ausbau von Netzkapazitäten und Modernisierung der Energieinfrastruktur

Gemäß dem Netzentwicklungsplan 2025 der Übertragungsnetzbetreiber sind die folgenden Anpassungen und Erweiterungen im österreichischen Stromnetz erforderlich, um die Transportkapazitäten in Einklang mit dem Erneuerbaren Ausbau zu steigern, Engpassmanagementbedarf zu limitieren, nachteilige Auswirkungen auf überregionale Stromtransporte und den Wirtschaftsstandort zu verhindern und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten:

- Neue Leitungen im Übertragungsnetz von mindestens rd. 920 Trassen-km,
- Umstellung von 70 km bestehenden Leitungen auf höhere Spannungsebenen,
- sowie 23 neue Umspannwerke bis 2035 zur Verstärkung der Anbindungen der Verteilernetze und Ausbauten bestehender Umspannwerke mit zusätzlichen Umspannern.

Weitere Vorhaben:

- Generalerneuerungen von Leitungen mit rund 730 km,
- für die Kupplung der Netzebenen rund 80 zusätzliche Transformatoren mit einer Gesamtleistung von ca. 30.000 MVA,
- sowie umfangreiche Maßnahmen und altersbedingte Generalerneuerungen bzw. Ertüchtigungen von Schaltanlagen als Betriebsinvestitionen.
- Zusätzlich sind weitere Netzmaßnahmen, Speicher- und Flexibilitätsoptionen, Sektorenkopplungen und innovative technologische Lösungen geplant.

Die folgenden Großprojekte wurden zwischen 2023 und 2025 bereits in Betrieb genommen:

Tabelle 3: Großprojekte der APG 2023 bis 2025

Proj. Nr.	Projektbezeichnung	Inbetriebnahme	Kapazitätsgewinn
13-6	UW Wien Südost: Ausbau 380-kV Netzananschluss - Wiener Netze	Q1/2023	Anspeisung Wiener Netze rd. 2*1.100 MVA
20-1	UW Ernsthofen: Ausbau 6. 220/110-kV-Umspanner – Netz OÖ	Q2/2023	Nennleistung 300 MVA
11-12	Reschenpassprojekt (neues UW Nauders 380/220-kV) – Staatsgrenze IT	Q4/2023	Übertragungskapazität AT-IT 450 MVA
14-2	Neues 220-kV-Schaltwerk (SW) Weibern	Q4/2023	Symmetrierung 220-kV-Donauschiene
14-1	110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) – TINETZ	Q1/2025	-
21-3	UW Zaya: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner – Netz NÖ	Q1/2025	Nennleistung 300 MVA
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg	Q1/2025	-
21-4	UW Wagenham: Ausbau und 2. 380/110-kV-Umspanner - Netz OÖ	Q1/2025	Nennleistung 300 MVA
11-10	380-kV-Salzburgleitung (St. Peter - Tauern)	Q2/2025	Rd. 2*2.300 MVA

Datenherkunft: APG

### 3.2. Entwicklung der Stromspeicher Infrastruktur

In Österreich sind gemäß Bestandsstatistik der E-Control mit 31.12.2024 **Hydrospeicherkraftwerke mit insgesamt 9,1 GW** Bruttoengpassleistung installiert. Davon befinden sich **6,1 GW in der österreichischen Regelzone** - aufgeteilt auf 3,6 GW Pumpspeicher und 2,5 GW Reservoirspeicher.

Mit Ende 2024 waren in Österreich **Batteriespeicher mit einer Bruttoengpassleistung von 1,1 GW** installiert. Diese Leistung teilt sich auf 0,1 GW an Großbatterien (>500 kWh) und 1 GW an kleinen Batteriespeichern auf.

Weiters birgt insbesondere die Elektrolyse, Speicherung und Wiederverstromung von grünem Wasserstoff ein hohes Potential für die Übertragung von Produktionsüberschüssen aus dem erzeugungsstarken Sommer in den verbrauchsintensiven Winter. An den rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen dafür wird gearbeitet, ein Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher in größerem Umfang könnte nach derzeitigen Einschätzungen erstmals in 5 bis 10 Jahren erfolgen.

Evaluierung: Die installierte Leistung der Hydrospeicherkraftwerke hat sich von 7,5 GW (2014) auf 9,1 GW (2024) erhöht. Diese Entwicklung ist positiv für die Versorgungssicherheit, da Speicherkraftwerke maßgeblich zur Deckung von verbrauchsseitigen Leistungsspitzen und zur zeitlichen Verlagerung von Erzeugungsüberschüssen beitragen können, wobei Pumpspeicher derzeit primär marktorientiert betrieben werden. Problematisch dabei ist jedoch die geographische Verortung (Hydrospeicher im Westen Österreichs, PV- und Windkrafterzeugung überwiegend im Osten), die einen starken Ausbau der Ost-West Verbindungen im Übertragungsnetz erfordert. Weitere Kapazitätssteigerungen werden sich im Bereich der Hydrospeicher insbesondere durch Modernisierung und Aufrüstung bestehender Anlagen ergeben.

Die Einführung stationärer Batteriespeicher auf Haushaltsebene und bei Unternehmen in Österreich hat bis zum Jahr 2022 eine untergeordnete Rolle gespielt und schreitet erst seit 2022 parallel zum rasanten Wachstum privater PV-Anlagen rasch voran. Dieser Fortschritt ist sehr wichtig für den netzdienlichen Einsatz dezentraler Erzeugung und ist weiter voranzutreiben.

Die APG geht davon aus, dass im Strombereich bis 2040, ausgehend von Annahmen zur künftigen Entwicklung der Stromerzeugung gemäß ÖNIP und einem modellbasiert ermittelten Flexibilitätsbedarf, ein Zuwachs von 3,5 GW an Pumpspeicherkraftwerken und Reservoirs, ein Zuwachs von 6 GW bei kleinen Batteriespeichern sowie von 2,6 GW bei Großbatteriespeichern benötigt wird, wobei es sich hier um modellbasierte Studienergebnisse handelt. Die E-Control muss gemäß § 150 EIWG bis Ende 2026 einen Bericht über den geschätzten Flexibilitätsbedarf in Österreich erstellen. Hier sind weitere Erkenntnisse zur Entwicklung des kurz- und mittelfristigen Flexibilitätsbedarfs zu erwarten. Die Daten dafür werden von Netzbetreibern geliefert. Das BMWET hat aktuell eine Studie zur Ermittlung eines Speicherzielbilds 2030 und 2040 für Österreich in Auftrag gegeben und die Ergebnisse werden Ende März 2026 veröffentlicht.

Datenherkunft: E-Control, APG

### **3.3. Beobachtung der Prognosen zur Entwicklungen der Energieinfrastruktur**

Der Bedarf und die Entwicklungspotentiale der österreichischen Energieinfrastruktur sind umfassend im Integrierten Österreichischen Netzinfrasturplan (ÖNIP) dargestellt und wurden in dieser Form auch der E-VSS zugrunde gelegt. Eine Revision des ÖNIP wird gemäß der gesetzlichen Vorgaben bis 2028 erfolgen.

Detailprojekte der Strominfrastruktur sind in den Netzentwicklungsplänen der Netzbetreiber dargestellt, insbesondere in jenem der Übertragungsnetzbetreiber basierend auf dem europäischen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Der Netzentwicklungsplan 2025 der APG, VÜN und TÜN wird derzeit finalisiert.

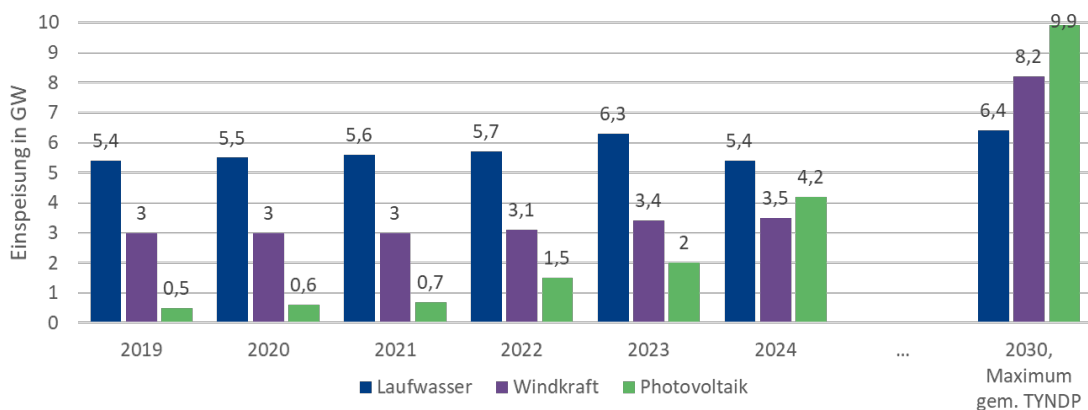
Ab 2026 soll, entsprechend dem Regierungsprogramm, durch das BMWET und relevante Stakeholder eine Kraftwerksstrategie erstellt werden, um die Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks darzustellen und zu evaluieren. Die Ergebnisse dieser Strategie werden in die nächste Iteration der E-VSS einfließen.

Auch die geplante bzw. bereits in Bau befindliche Erhöhung der Erdgas-Fernleitungsnetzkapazitäten an den Grenzen zu Deutschland und Italien ist für die gesicherte Stromversorgung relevant und ist in künftigen Lagebildern aufzugreifen.

### 3.4. Entwicklung der erzeugungsbedingten Spitzenlast

Die maximale Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung stieg in den vergangenen Jahren durch den Erneuerbaren-Ausbau deutlich an und erfordert einen parallelen Zubau von Netzkapazitäten. Die maximale Einspeisung aus Laufwasserkraft entfällt in der Regel auf den Zeitraum zwischen März und April sowie auf den Sommer, jene von PV findet insbesondere zwischen März und Mai gegen Mittag statt und jene der Windkraft zwischen November und März. Letztere trägt daher entscheidend zur Reduzierung des saisonalen Verlagerungsbedarfs bei.

Abbildung 7: Entwicklung der Erzeugungsbedingten Spitzenlast



Datenherkunft: APG

**Evaluierung:** Insbesondere Netze niedriger Spannungsebene werden durch den massiven Ausbau dezentraler PV-Erzeugung vor Herausforderungen gestellt. Auslastungen im Übertragungsnetz ergeben sich hingegen meist aufgrund der Import-Export-Situation (hohe Transitflüsse). Eine hohe Rückspeiseleistung ausgehend aus dem Verteilernetz wirkt sich aber ebenfalls auf die Auslastung des Übertragungsnetzes aus.

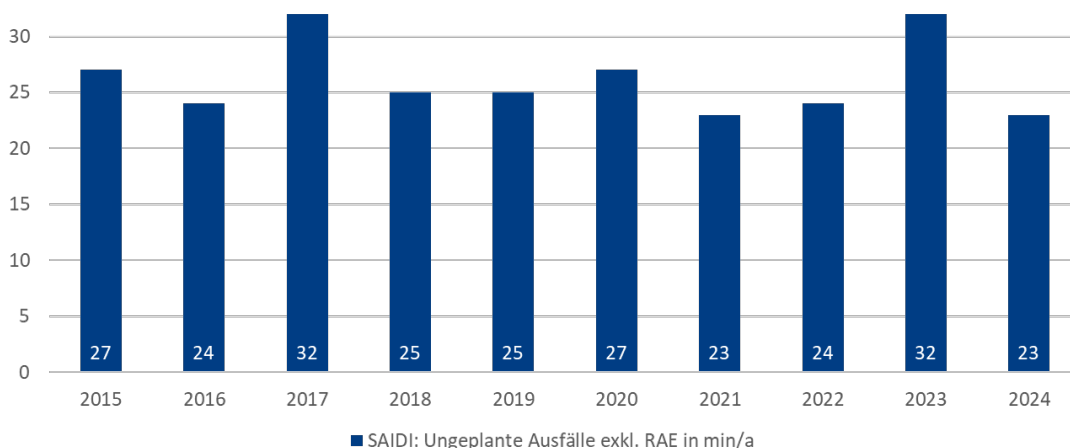
## 4. Kennzahlen

Im Jahr 2024 kam es österreichweit zu **9.147 ungeplanten Versorgungsunterbrechungen**. Das entspricht einer Reduktion von 37 % gegenüber 2023, was vorwiegend auf eine geringere Häufigkeit von Unwettern, die als regional außergewöhnliche Ereignisse (RAE) eingestuft werden, zurückzuführen ist. Etwa 33 % der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen waren auf atmosphärische Einwirkungen zurückzuführen, 26 % auf netzbetreiberinterne Gründe, 20 % auf regional außergewöhnliche Ereignisse, 18 % auf Fremdeinwirkung und ca. 3 % auf Versorgungsausfälle bzw. Rückwirkungsstörungen. Der überwiegende Anteil dieser Versorgungsunterbrechungen war sehr kleinräumig. 19 Ausfälle betrafen mehr als 10.000 Netzbenutzer:innen, 2 Ausfälle betrafen mehr als 100.000 Netzbenutzer:innen. Zur besseren langfristigen Vergleichbarkeit der Versorgungszuverlässigkeit werden bei der Darstellung der folgenden Kennzahlen regional außergewöhnliche Ereignisse größtenteils außer Acht gelassen.

### 4.1. System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

Der SAIDI stellt die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit in durchschnittlicher Unterbrechungsdauer (Min/Jahr) dar. Die **ungeplanten Versorgungsunterbrechungen ohne RAE** beliefen sich demnach 2024 auf **23,41 Minuten**, was einer Reduktion von 27 % gegenüber 2023 entspricht. **Gesamt** (mit RAE und geplanten Versorgungsunterbrechungen) lag der SAIDI bei **77,97 Minuten**.

Abbildung 8: SAIDI 2015 bis 2024



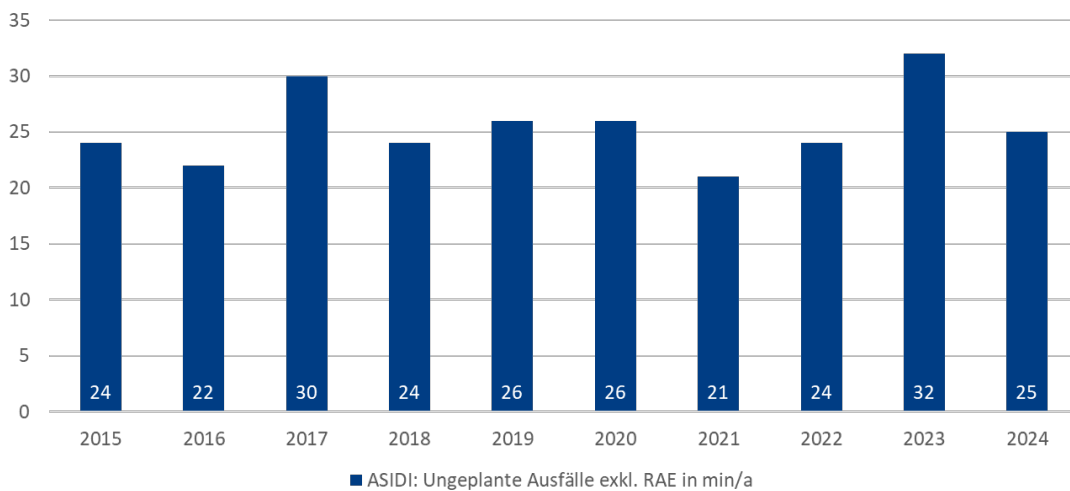
Evaluierung: Der aktuelle Wert liegt knapp unter dem langjährigen Mittel und ist als gut zu beurteilen.

Datenherkunft: E-Control, Ausfalls- und Störungsstatistik

## 4.2. Average System Interruption Duration Index (ASIDI)

Der ASIDI stellt die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit in durchschnittlicher Unterbrechungsdauer (Min/Jahr) dar. Die **ungeplanten Versorgungsunterbrechungen ohne RAE** beliefen sich demnach 2024 auf **25,08 Minuten**, was einer Reduktion von 22 % gegenüber 2023 entspricht. **Gesamt** (mit RAE und geplanten Versorgungsunterbrechungen) lag der ASIDI bei **77,84 Minuten**.

Abbildung 9: ASIDI 2015 bis 2024



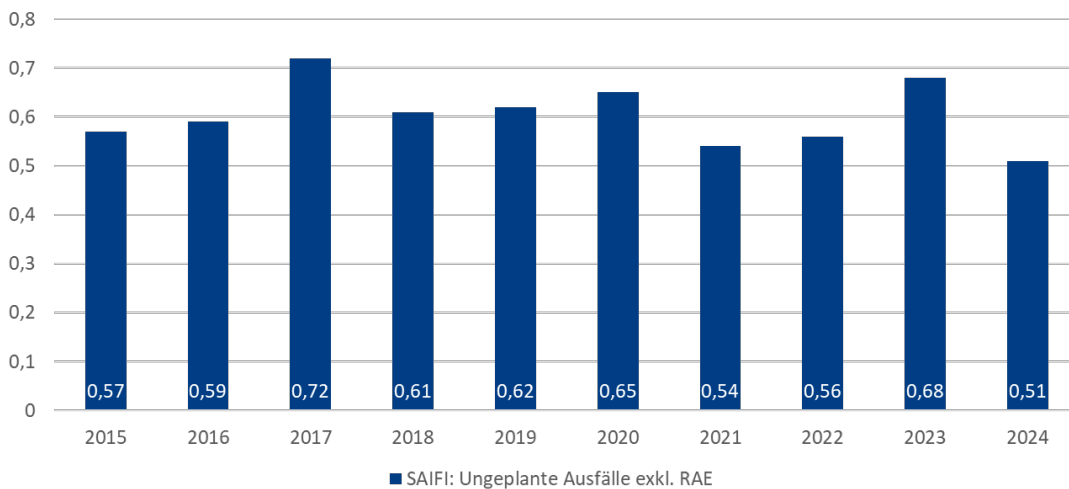
Evaluierung: Der aktuelle Wert liegt im langjährigen Mittel und ist als gut zu beurteilen.

Datenherkunft: E-Control, Ausfalls- und Störungsstatistik

### 4.3. System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

Der SAIFI stellt die kundenbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit pro Jahr dar. Netzkund:innen waren demnach 2024 durchschnittlich von **0,51 ungeplanten Versorgungsunterbrechungen ohne RAE** betroffen, was einer Reduktion von 25 % gegenüber 2023 entspricht. **Gesamt** (mit RAE und geplanten Versorgungsunterbrechungen) lag der SAIFI bei **0,73**.

Abbildung 10: SAIFI 2015 bis 2024



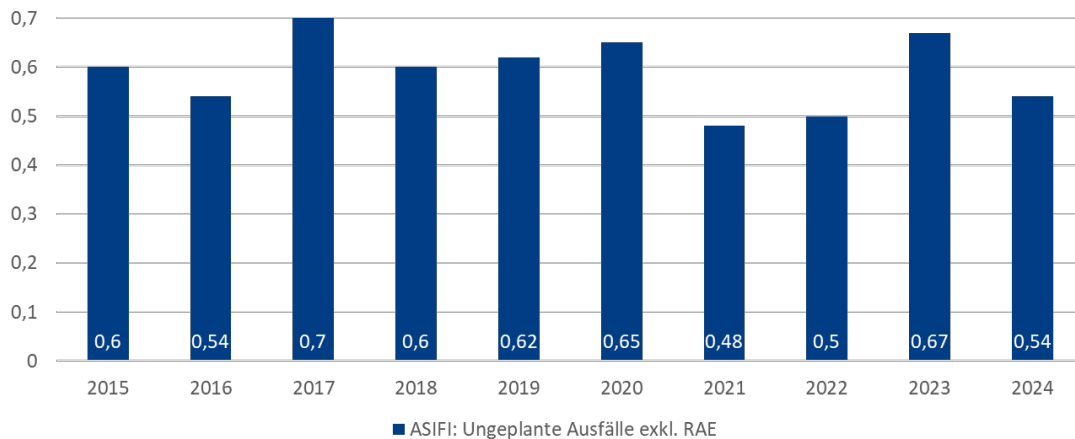
Evaluierung: Der SAIFI lag 2024 unterhalb des langjährigen Durchschnitts, ein genereller Trend ist nicht erkennbar.

Datenherkunft: E-Control, Ausfalls- und Störungsstatistik

### 4.4. Average System Interruption Frequency Index (ASIFI)

Der ASIFI stellt die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit pro Jahr dar. Bezogen auf die **ungeplanten Versorgungsunterbrechungen ohne RAE** betrug dieser im Jahr 2024 **0,54**, was einer Reduktion von 19 % gegenüber 2023 entspricht. **Gesamt** (mit RAE und geplanten Versorgungsunterbrechungen) lag der ASIFI bei **0,75**.

Abbildung 11: ASIFI 2015 bis 2024



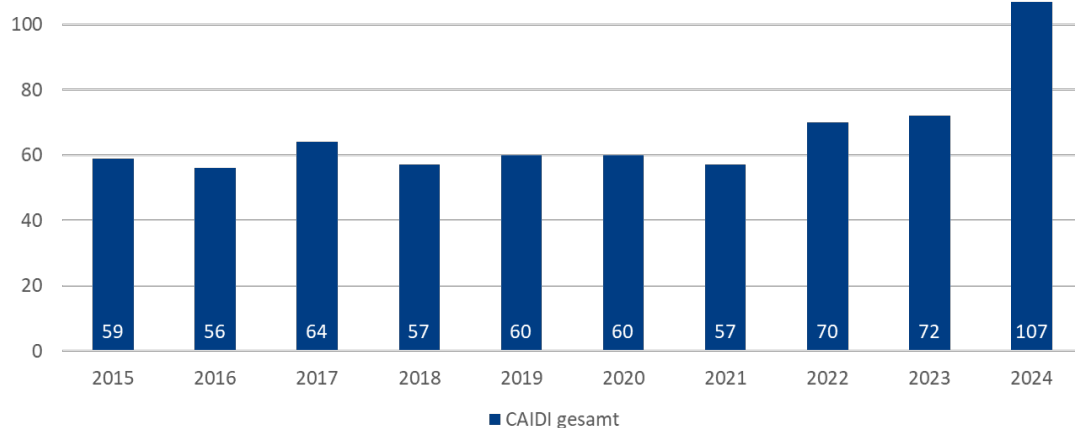
**Evaluierung:** Der ASIFI lag 2024 unterhalb des langjährigen Durchschnitts, ein genereller Trend ist nicht erkennbar.

Datenherkunft: E-Control, Ausfalls- und Störungsstatistik

#### 4.5. Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)

Der CAIDI gibt die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung an und lag 2024 (inkl. RAE und geplanter Versorgungsunterbrechungen) bei **107,38 Minuten** (ohne RAE bei 63,67 Minuten). Das entspricht einem Anstieg gegenüber 2023 von 49 %.

Abbildung 12: CAIDI 2015 bis 2024



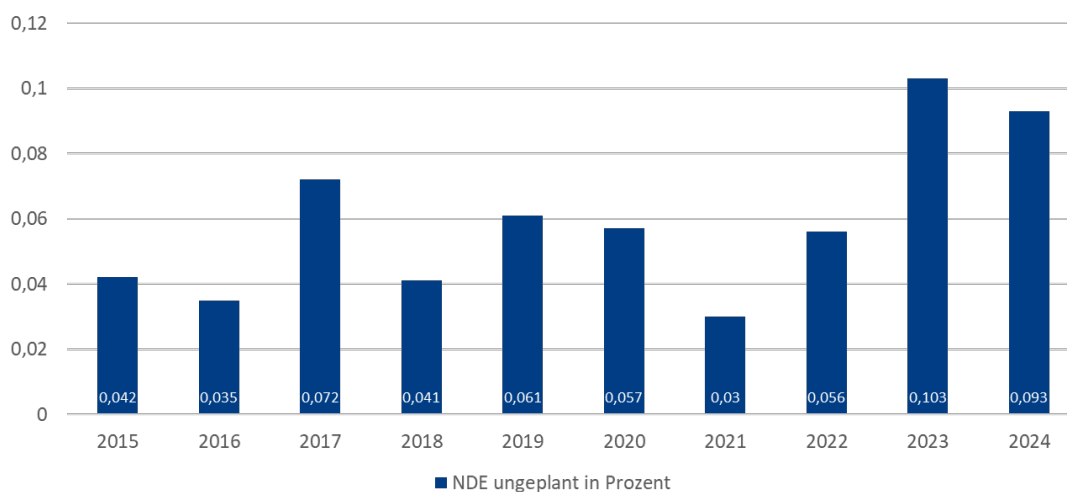
**Evaluierung:** Der CAIDI lag 2024 deutlich oberhalb des langjährigen Durchschnitts. Ob sich dieser Trend fortsetzt, ist zu beobachten. Unmittelbare Implikationen für die Versorgungssicherheit ergeben sich daraus nicht.

Datenherkunft: E-Control, Ausfalls- und Störungsstatistik

#### 4.6. Non Delivered Energy (NDE)

Der NDE-Wert gibt das Verhältnis zwischen der nicht gelieferten Energiemenge infolge von Versorgungsunterbrechungen und der Gesamtenergieabgabe an Netzbenutzer:innen an. Er lag bezogen auf ungeplante Unterbrechungen 2024 bei **0,093 %**, was einer Reduktion gegenüber 2023 um 10 % entspricht.

Abbildung 13: NDE 2015 bis 2024



**Evaluierung:** Der NDE-Wert lag 2024 trotz einer Verringerung gegenüber 2023 oberhalb des langjährigen Durchschnitts. Ob sich dieser Trend fortsetzt, ist zu beobachten.

Datenherkunft: E-Control, Ausfalls- und Störungsstatistik

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Tatsächliche und normalisierte inländische Stromerzeugung.....	8
Tabelle 2: Zubauziele der Bundesländer bis 2030 in TWh mit Stand 2024.....	12
Tabelle 3: Großprojekte der APG 2023 bis 2025.....	21

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazität 2024 .....	5
Abbildung 2: Installierte Erzeugungskapazität 2024 .....	7
Abbildung 3: Entwicklung des Stromverbrauchs gegliedert nach Sektoren.....	10
Abbildung 4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern .....	11
Abbildung 5: Gasspeicherfüllstände .....	13
Abbildung 6: prognostizierte LOLE-Werte in Europa 2026.....	16
Abbildung 7: Entwicklung der Erzeugungsbedingten Spitzenlast.....	24
Abbildung 8: SAIDI 2015 bis 2024.....	25
Abbildung 9: ASIDI 2015 bis 2024.....	26
Abbildung 10: SAIFI 2015 bis 2024 .....	27
Abbildung 11: ASIFI 2015 bis 2024 .....	28
Abbildung 12: CAIDI 2015 bis 2024.....	28
Abbildung 13: NDE 2015 bis 2024 .....	29

