STROMNETZ GRAZ
Ein Unternehmen der Energie Graz

Stromnetz Graz GmbH

Netzentwicklungsplan 2024

09.09.2024

Graz, im September 2024
© Stromnetz Graz GmbH – Alle Rechte vorbehalten
Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich geschützt. Jegliche Rechte, insbesondere zur Übersetzung, Wiedergabe, Vervielfältigung in jeglicher Form, der Entnahme von Bildern oder Tabellen sowie der elektronischen Speicherung, sind vorbehalten. Auch eine teilweise Nutzung bedarf der ausdrücklichen Zustimmung des Rechteinhabers.
Obwohl die Informationen in diesem Dokument mit größter Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt wurden, kann keine Garantie für deren Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernommen werden. Eine Haftung für Schäden, die durch die Nutzung der Inhalte entstehen, wird ausgeschlossen.

www.stromnetz-graz.at

Kurzfassung

Die Stromnetz Graz GmbH betreibt in der Landeshauptstadt Graz als urbaner Verteilnetzbetreiber ein Mittel- und Niederspannungsnetz zur Versorgung von rd. 1/3 des Stadtgebiets und rd. 2/3 der Stadtbevölkerung. Das Versorgungsnetz ist über sechs Umspannwerke an das übergelagerte Übertragungsnetz angebunden. Die Stromnetz Graz GmbH versorgt über etwa 790 Trafostationen rund 143.000 Netzkundenanlagen, welche aus privaten Haushalten, Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen bestehen, die jährliche Abgabe im Versorgungsnetz beträgt dabei etwa 911.000 MWh. Das vollständig verkabelte Mittelspannungsnetz umfasst eine Gesamtlänge von ca. 400 km, das Niederspannungsnetz verteilt sich auf ca. 1.000 km Kabelnetz und ca. 150 km Freileitungsnetz, was einem Verkabelungsgrad von 87 % entspricht.

Um einen Aufschluss über die Auslastung im Netz zu erhalten, werden in einem dreijährlichen Zyklus Messungen in den Trafostationen durchgeführt, künftig soll dieser Prozess automatisiert werden und durch eine kontinuierliche Echtzeitdatenerfassung erfolgen.

Die Überwachung in den Netzebenen 4 und 5 erfolgt schon jetzt über ein permanentes Netzmonitoring der Echtzeitdaten in den sechs Umspannwerken und in 33 ausgewählten Netzknoten.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Integration dieser Kapazitäten in das Verteilernetz spielen eine entscheidende Rolle bei der Energiewende. Zusätzlich sind aufgrund der Mobilitätswende zusätzliche Lasten aufgrund von elektrischer Ladeinfrastruktur im Netz zu erwarten.

Bei der Netzplanung in den Netzebenen 5 bis 7 werden diese Herausforderungen der Energiewende berücksichtigt. Die Planung setzt den Grundstein für den Netzausbau, der sicherstellt, dass sowohl Einspeiser als auch Ladestationen auch in Zukunft in das Netz integriert werden können.

In den Netzebenen 1 bis 4 beschränken sich konkrete Netzausbauprojekte auf den Tausch von Regelumspannern, welche auf leistungsfähigere und dem aktuellen Stand der Technik entsprechende Umspanner getauscht werden.

Gemeinsam mit anderen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern in Österreich wird auch daran gearbeitet künftig die optimale Nutzung von Flexibilitäten zu ermöglichen und so zum Energiesystem der Zukunft beizutragen.

Inhalt

1 Ausgangssituation 4

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes 4

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung 6

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen 10

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen 13

1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4 14

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6) 14

1.7 Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen 15

2 Planungsannahmen 16

2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools 16

2.2 Ausblick für Einspeisung 17

2.3 Ausblick für Lasten 17

3 Planungsgrundsätze und -methoden 19

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung 19

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge 19

4 Netzausbauprojekte und –programme, Planungsüberlegungen 21

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4 21

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7 24

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen 25

5 Flexibilitätsleistungen 26

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen 26

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung 26

5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“ 26

1 Ausgangssituation

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes

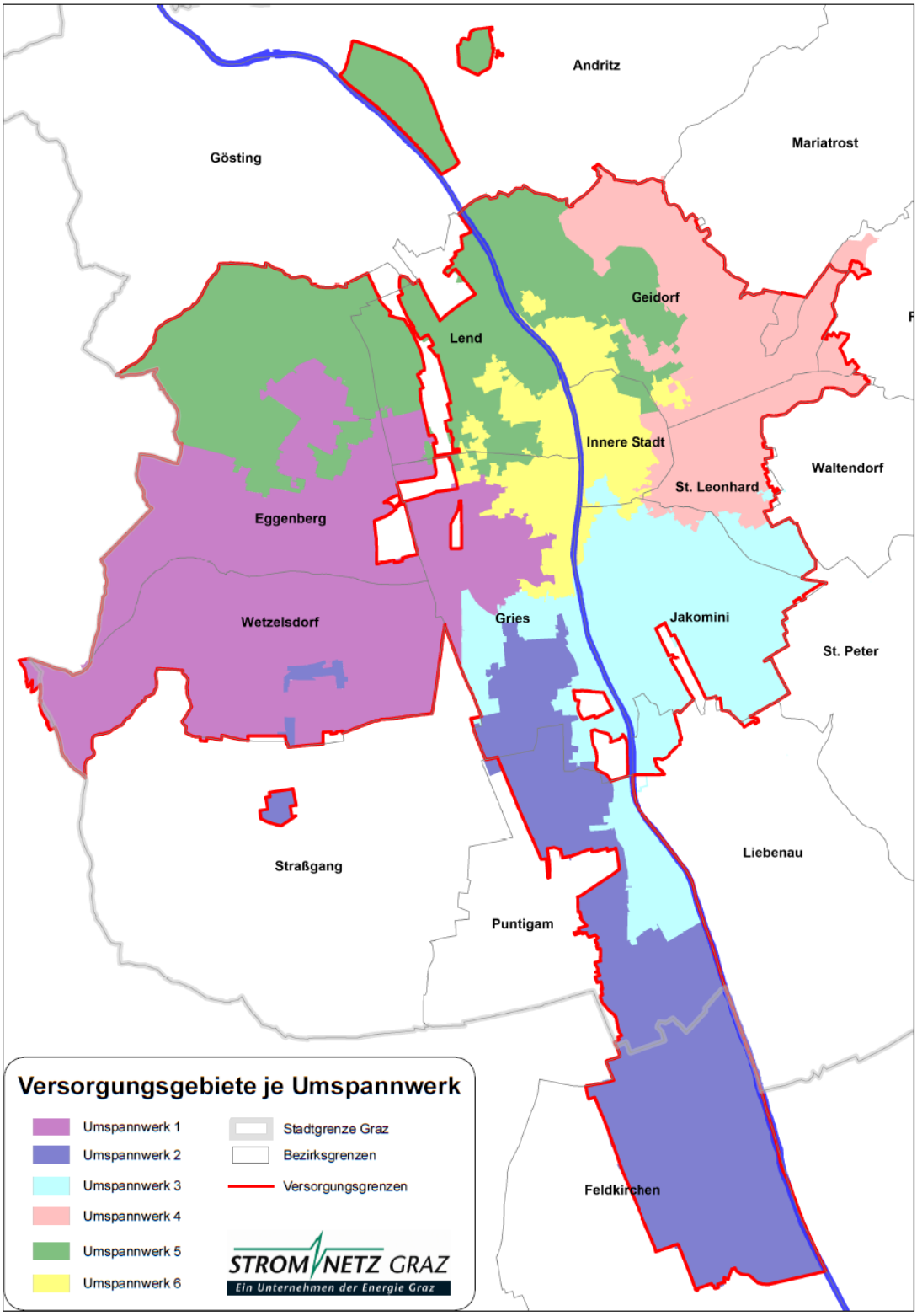


Abbildung 1: Darstellung des Versorgungsgebiet von Stromnetz Graz GmbH mit eingefärbten Versorgungsgebieten je Umspannwerk

Die Stromnetz Graz GmbH betreibt ein Versorgungs- und Konzessionsgebiet, das sich über etwa 42 Quadratkilometer erstreckt und eine Vielzahl von Bezirken in Graz sowie einen Teil der Marktgemeinde Feldkirchen bei Graz umfasst. Zu den versorgten Grazer Bezirken zählen die Innere Stadt, St. Leonhard, Geidorf, Lend, Gries, Jakomini, Liebenau, St. Peter, Waltendorf, Ries, Andritz, Gösting, Eggenberg, Wetzelsdorf, Straßgang und Puntigam.

Netzstruktur und Ausstattung

Das Leitungsnetz der Stromnetz Graz GmbH ist zweigeteilt in Mittel- und Niederspannungsnetze:

1. Mittelspannungsnetz:
   Betriebsspannung 20-kV
   Verkabelungsgrad: 100%, was bedeutet, dass das gesamte Mittelspannungsnetz vollständig in Erde verlegt ist.

2. Niederspannungsnetz:
   Betriebsspannung 0,4-kV
   Verkabelungsgrad: etwa 87%, somit sind hier noch einige Freileitungen vorhanden.

Infrastruktur

Das Versorgungsnetz ist über sechs Umspannwerke an das übergelagerte Übertragungsnetz angebunden. Darüber hinaus verfügt die Stromnetz Graz GmbH über etwa 790 Trafostationen, die innerhalb des Niederspannungsnetzes verteilt sind. Diese Trafostationen sind dafür verantwortlich, die Spannung weiter zu transformieren und zu verteilen, um eine zuverlässige Energieversorgung der Netzkunden zu gewährleisten.

Netzabgabe

Die Stromnetz Graz GmbH versorgt rund 143.000 Netzkundenanlagen, was eine erhebliche Anzahl an privaten Haushalten, Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen umfasst. Die jährliche Abgabe im Versorgungsnetz beträgt etwa 911.000 Megawattstunden.

Zusammenfassung

Die Stromnetz Graz GmbH stellt mit ihrem umfangreichen Netz und der modernen Infrastruktur eine zuverlässige Energieversorgung für einen großen Teil von Graz sowie Feldkirchen bei Graz sicher. Durch den hohen Verkabelungsgrad im Mittel- und Niederspannungsnetz wird eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet, während die Umspannwerke sowie zahlreichen Trafostationen für die nötige Flexibilität und Anpassungsfähigkeit des Netzes sorgen.

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung

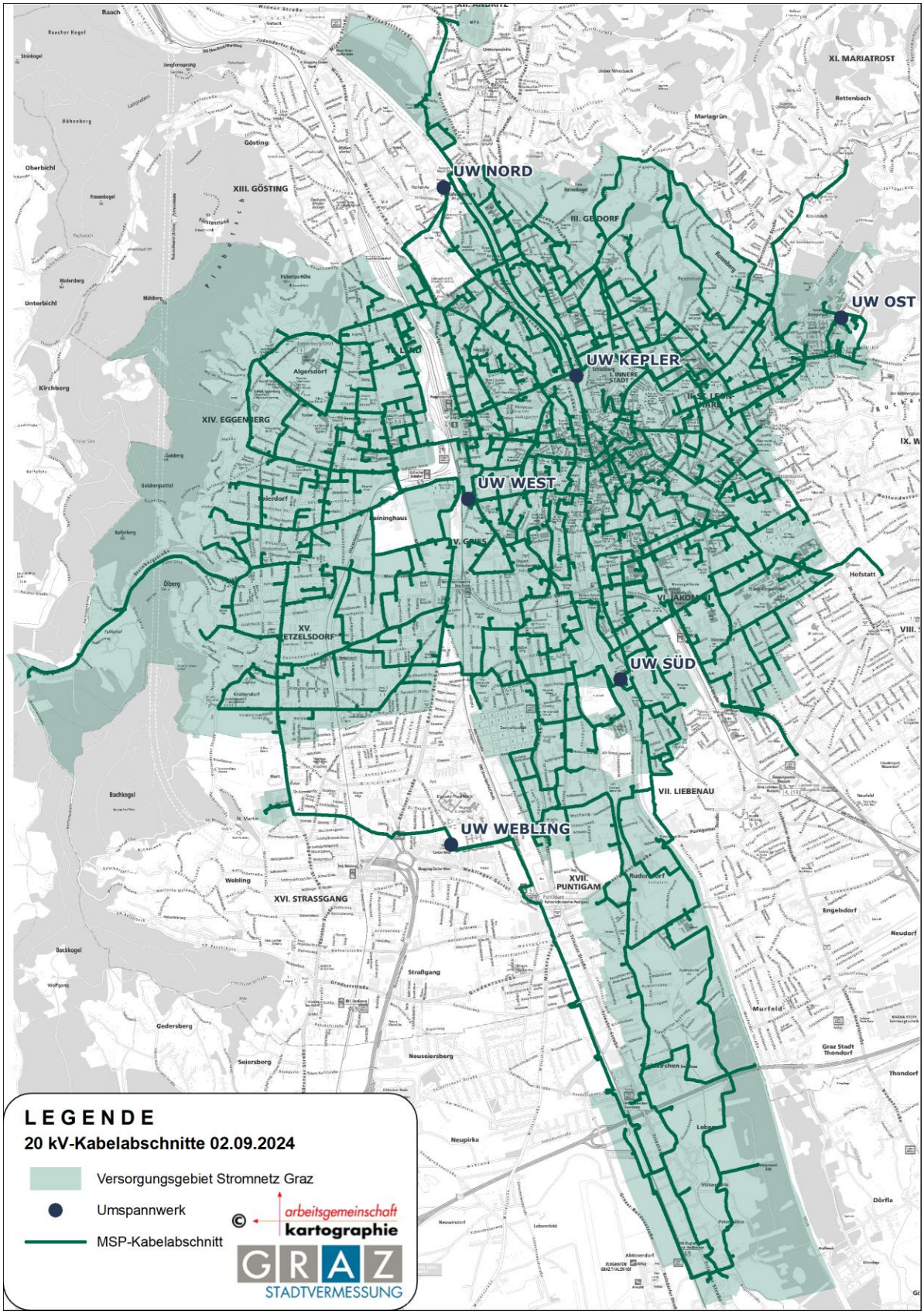


Abbildung 2: Netzstruktur Stromnetz Graz

Tabelle 1: Bestand an Freileitungen und Kabeln

	2019	2020	2021	2022	2023
	Werte in km	Werte in km	Werte in km	Werte in km	Werte in km
Freileitungen: Trassenlänge					
380 kV	0	0	0	0	0
220 kV	0	0	0	0	0
110 kV	0	0	0	0	0
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV	0	0	0	0	0
Mittelspannung (1)	0	0	0	0	0
Niederspannung (2)	158,05	155,89	154,10	152,0	150,99
Freileitungen: Systemlänge					
380 kV	0	0	0	0	0
220 kV	0	0	0	0	0
110 kV	0	0	0	0	0
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV	0	0	0	0	0
Mittelspannung (1)	0	0	0	0	0
Niederspannung (2)	162,15	159,93	158,10	156,00	154,90
Kabel: Trassenlänge					
380 kV	0	0	0	0	0
220 kV	0	0	0	0	0
110 kV	0	0	0	0	0
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV	0	0	0	0	0
Mittelspannung (1)	255,10	256,59	257,96	258,54	259,75
Niederspannung (2)	539,91	543,02	545,75	548,27	550,38
Kabel: Systemlänge					
380 kV	0	0	0	0	0
220 kV	0	0	0	0	0
110 kV	0	0	0	0	0
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV	0	0	0	0	0
Mittelspannung (1)	406,45	408,82	411,00	411,92	413,86
Niederspannung (2)	1.010,78	1.016,60	1.021,71	1.026,43	1.030,26

1) Mittelspannung: mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV

2) Niederspannung: 1 kV und darunter

Tabelle 2: Bestand an Umspannwerken und Transformatorstationen

	2019	2020	2021	2022	2023
Höchstspannung zu Hochspannung (1)					
Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke	0	0	0	0	0
Anzahl Umspanner	0	0	0	0	0
Leistung Umspanner (MVA)	0	0	0	0	0
Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Umspannstationen	6	6	6	6	6
Anzahl Umspanner	11	11	11	11	11
Leistung Umspanner (MVA)	422,00	450,00	450,00	450,00	450,00
Mittelspannung zu Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Transformatorstationen	755	794	773	785	789
Anzahl Umspanner	921	933	947	959	965
Leistung Umspanner (MVA)	780,88	791,16	804,05	814,94	821,68
Sonstige (2)					
Anzahl Transformatorstationen	0	0	0	0	0
Anzahl Umspanner	0	0	0	0	0
Leistung Umspanner (MVA)	0	0	0	0	0

1) Spannungsniveaus:

Höchstspannung: mehr als 150 kV

Hochspannung: mehr als 36 kV bis einschließlich 150 kV

Mittelspannung: mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV

Niederspannung: 1 kV und darunter

2) Allfällige Umspannwerke/Transformatorstationen, die nicht den obigen Kategorien zuordenbar sind. Die Beschriftung „Sonstige“ ist durch eine kurze Beschreibung zu ersetzen.

Tabelle 3: Bestand an Bezugszählpunkten

	Größenklasse des jährlichen Strombezugs bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
Haushalte						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 2.500 kWh/a	81.215	82.336	81.875	88.282	103.965
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	76.844	76.086	76.339	70.982	58.583
	über 15.000 kWh/a	948	942	1.066	1.016	634
	Insgesamt	**159.007**	**159.364**	**159.280**	**160.280**	**163.182**
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 2.500 kWh/a	81.046,09	79.383,44	81.245,14	88.263,86	104.019,61
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	226.090,37	217.485,52	228.616,20	210.340,78	179.314,00
	über 15.000 kWh/a	16.578,43	21.595,78	27.211,30	16.942,07	11.020,05
	Insgesamt	**323.714,88**	**318.464,74**	**337.072,64**	**315.546,66**	**294.353,66**
Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige)						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 20 MWh/a	23.841	24.102	24.810	24.951	23.541
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	3.043	3.000	2.879	2.930	2.884
	über 150.000 MWh/a	0	0	0	0	0
	Insgesamt	**26.884**	**27.102**	**27.689**	**27.881**	**26.425**
Anzahl Bezugszählpunkte nach Netzebenen	NE 7	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
	NE 6	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
	NE 5	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 20 MWh/a	70.653,44	68.601,56	70.223,41	70.529,51	70.029,53
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	572.080,68	558.774,74	549.895,46	548.950,84	546.653,56
	über 150.000 MWh/a	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Insgesamt	**642.734,12**	**627.376,30**	**620.118,87**	**619.480,35**	**616.683,09**

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen

Tabelle 4: Bestand an Stromerzeugungsanlagen

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
Wasserkraft						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	≥ 250 kW und < 35 MW	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
	≥ 35 MW und < 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	≥ 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Insgesamt	**1,38**	**1,38**	**1,38**	**1,38**	**1,38**
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	8	8	8	8	8
	≥ 250 kW und < 35 MW	1	1	1	1	1
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	**9**	**9**	**9**	**9**	**9**
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
	NE 6	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
	NE 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 1 bis 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Windkraft						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	≥ 250 kW und < 35 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	≥ 35 MW und < 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	≥ 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Insgesamt	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	0	0	0	0	0
	≥ 250 kW und < 35 MW	0	0	0	0	0
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 1 bis 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Photovoltaik						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	2,41	2,78	3,46	4,71	8,74
	> 20 kW und < 250 kW	4,69	5,58	5,91	8,50	13,50
	≥ 250 kW und < 35 MW	1,38	1,38	2,59	3,99	10,29
	≥ 35 MW und < 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	≥ 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Insgesamt	**8,48**	**9,73**	**11,96**	**17,21**	**32,54**
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	374	417	492	637	1025
	> 20 kW und < 250 kW	62	85	96	139	232
	≥ 250 kW und < 35 MW	3	3	5	9	15

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	**439**	**505**	**593**	**785**	**1272**
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	4,68	5,78	6,89	9,31	16,29
	NE 6	2,76	2,92	3,59	5,10	7,62
	NE 5	1,04	1,04	1,49	2,80	8,63
	NE 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 1 bis 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sonstige Erneuerbare und biogene Brennstoffe (fest, flüssig, Biogas, Deponie- und Klärgas, sonstige Biogene) (1)						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	> 20 kW und < 250 kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	≥ 250 kW und < 35 MW	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
	≥ 35 MW und < 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	≥ 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Insgesamt	**0,50**	**0,50**	**0,50**	**0,50**	**0,50**
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	0	0	0	0	0
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	0
	≥ 250 kW und < 35 MW	1	1	1	1	1
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 6	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
	NE 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 1 bis 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Geothermie						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	> 20 kW und < 250 kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	≥ 250 kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Insgesamt	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	0	0	0	0	0
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	0
	≥ 250 kW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 1 bis 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fossile Brennstoffe, Derivate, sonstige nicht-biogene Brennstoffe, Mischfeuerung (2)						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	> 20 kW und < 250 kW	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
	≥ 250 kW und < 35 MW	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
	≥ 35 MW und < 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
	≥ 50 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Insgesamt	**1,49**	**1,49**	**1,49**	**1,49**	**1,49**
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	0	0	0	0	0
	> 20 kW und < 250 kW	1	1	1	1	1
	≥ 250 kW und < 35 MW	2	2	2	2	2
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 6	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49
	NE 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NE 1 bis 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

1) Nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien.

2) Als Derivate werden energetisch genutzte Erdöl- bzw. Kohleprodukte bezeichnet.

Grundsätzlich unterscheidet sich die Vorgehensweise der Stromnetz Graz bei der Beurteilung von Netzanschlussanträgen von Erzeugungsanlagen nach der Anlagengröße und der betroffenen Netzebene. Anschlussansuchen mit angefragten Leistungen größer 30 kVA sind nach internen Vorgaben immer durch eine Netzberechnung zu beurteilen. Bei geringeren Anlagengrößen kann bei Erfüllung vorgegebener Rahmenbedingen die individuelle manuelle Netzbeurteilung auch durch ein vereinfachtes Verfahren durchgeführt werden.

In der **Netzebene 5** erfolgt die Netzbeurteilung durch die Durchführung manueller Netzberechnungen im vorhandenen Mittelspannungsnetzmodell. Hierbei wird besonderer Wert auf die Einhaltung der Grenzwerte nach den Technischen Anschlussbedingungen (TOR D2) gelegt.

Für die **Netzebene 6** erfolgt die Netzbeurteilung anhand von Lastprofilmessungen und Stationsmessprotokollen unter Berücksichtigung der Transformatorauslastung. Mittels dieser Vorgehensweise wird analysiert, wie sich die geplante Einspeisung auf das vorhandene Lastprofil auswirkt und der damit verbundene Einfluss auf das Netz erfasst.

Die Netzbeurteilung in **Netzebene 7** erfolgt für Erzeugungsanlagen kleiner 30 kVA durch eine vereinfachte Analyse am Niederspannungsabgang der Netzstation. Hierbei werden die Strukturen des Versorgungsnetzes, einschließlich Kabel- und Freileitungsnetze, sowie der Abstand der zu beurteilenden Anlagenadresse zur Netzstation betrachtet. Sollte diese vereinfachte Beurteilung zu keinem eindeutigen Ergebnis führen, wird eine umfassendere Netzberechnung unter Anwendung einer Netzberechnungssoftware durchgeführt. In diesem Fall wird das notwendige Simulationsmodell manuell in der Software nachgebildet. Alle bereits in Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen sowie solche, die eine gültige Netzzusage haben, fließen in die Simulation ein. Die Beurteilung des technisch geeigneten Netzanschlusspunktes erfolgt durch eine Lastflussrechnung und ermittelt neben der Betriebsmittelauslastung vor allem auf die Prüfung der Einhaltung der Grenzwerte gemäß TOR D2.

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen

Tabelle 5: Anzahl der meldepflichtigen Betriebsmittel im Versorgungsgebiet

Anzahl nach Größenklassen	2019	2020	2021	2022	2023
Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (1)					
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 10 kW und < 22 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 22 kW und ≤ 42 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
> 42 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Elektrische Energiespeicher (2)					
< 10 kWh	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 10 kWh und ≤ 50 kWh	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
> 50 kWh und ≤ 500 kWh	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
> 500 kWh	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Heizanlagen (inkl. Wärmepumpen) (3)					
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
> 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Klimageräte/Kälteanlagen (3)					
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
> 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

1) Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA sind dem relevanten Netzbetreiber gemäß TOR Verteilernetzanschluss zu melden

2) Elektrische Energiespeicher im Netzparallelbetrieb sind dem relevanten Netzbetreiber gemäß TOR Verteilernetzanschluss zu melden.

3) Geräte zur Beheizung (inkl. Wärmepumpen) und Klimatisierung mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA sind gemäß TOR Verteilernetzanschluss dem relevanten Netzbetreiber zu melden

1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4

Tabelle 6: Kapazitäten auf Netzebene 4 gem. § 20 ElWOG bzw. Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022

	Gebuchte Kapazität (MVA)			
	Q4/2023	Q1/2024	Q2/2024	Q3/2024
	18.09.23	12.01.24	23.04.24	10.07.24
UW-West	1,93	2,09	2,59	2,54
UW-Webling	2,57	1,89	1,52	1,47
UW-Süd	3,93	3,90	4,48	4,65
UW-Ost	0,77	0,61	0,53	0,44
UW-Nord	1,49	1,27	1,73	1,75
UW-Keplerbrücke	1,06	1,12	1,02	0,88
Summe Netzbetreiber	11,74	10,88	11,86	11,73

	Verfügbare Kapazität (MVA)			
	Q4/2023	Q1/2024	Q2/2024	Q3/2024
	18.09.23	12.01.24	23.04.24	10.07.24
UW-West	53,07	52,91	52,41	52,46
UW-Webling	24,15	21,68	21,69	21,38
UW-Süd	31,27	31,30	30,72	39,35
UW-Ost	34,43	34,59	34,67	34,76
UW-Nord	33,71	33,93	33,47	33,45
UW-Keplerbrücke	34,14	34,08	34,18	34,32
Summe Netzbetreiber	210,77	208,49	207,15	215,71

Gemäß der Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Methode der verfügbaren Einspeisekapazität gemäß § 20 ElWOG 2010 festgesetzt wird (Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 – KBM-V 2022), werden die Werte für die gebuchten und verfügbaren Kapazitäten je Umspannwerk zumindest quartalsweise aktualisiert und veröffentlicht.

Die nationale Veröffentlichung dieser Kapazitäten erfolgt gemeinschaftlich mit den betroffenen österreichischen Netzbetreibern auf der Informationsplattform der österreichischen Energiewirtschaft (ebUtilities). Zusätzlich werden die zu veröffentlichenden Kapazitäten in grafischer und tabellarischer Form für das eigene Versorgungsgebiet auch auf der Website von Stromnetz Graz angegeben.

Link zu ebUtilities.at: Verfügbare Netzanschlusskapazitäten - EbUtilities

Link bei Stromnetz Graz: Strom selbst erzeugen - Ins Netz der Stromnetz Graz einspeisen (stromnetz-graz.at)

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)

Die Messeinrichtung in den Trafostationen besteht aus Niederspannungswandlern, die am Niederspannungsleistungsschalter montiert sind. Diese erfassen die Stromwerte, welche mit einem digitalen Universalmessgerät aufgezeichnet werden. Die Erhebung der Messwerte erfolgt alle drei Jahre im Rahmen von Inspektionsarbeiten. Durch die zusätzliche Installation von Smart Meter in den Trafostationen wird dieser Prozess automatisiert und ermöglicht künftig eine kontinuierliche Echtzeitdatenerfassung.

Die Höchstlast in Trafostationen ist strategisch auf 80 % der technischen Maximalleistung begrenzt, um genügend Reservekapazität zu gewährleisten. Diese Begrenzung beugt Überlastungen vor und stellt eine zuverlässige Energieversorgung sicher.

Es ist zu beachten, dass die Auslastung der Transformatoren keinen direkten Aufschluss über die Kapazitäten in den Niederspannungsnetzen gibt. Auch wenn ein Transformator unterdurchschnittlich ausgelastet ist, können trotzdem in bestimmten Niederspannungsbereichen Spitzenlasten oder Engpässe auftreten. Die tatsächliche Verfügbarkeit in den Niederspannungsnetzen hängt von lokalen Lastprofilen und der spezifischen Netzstruktur ab, weshalb separate Analysen erforderlich sind, um die Kapazität in diesen Netzen genau zu bewerten.

1.7 Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen

Der dem Netz der Stromnetz Graz vorgelagerte Netzbetreiber überwacht als die Dienstleister die Netzebenen 4 und 5 über die Echtzeitdaten der im Leitsystem fernwirktechnisch angebundenen Schwerpunktnetzstationen. Ein Netzmonitoring (Echtzeitdaten über Messwandler an den fernwirktechnisch angebundenen Schaltfeldern der 20 kV Schaltanlagen) und die Steuerung (Schalten -Fernwirkauslösungen) in Echtzeit ist aktuell in den sechs Umspannwerken und in 33 ausgewählten Netzknoten (Schaltstellen) möglich.

In der **Netzebene 6** wird durch die Installation von Smart Meter in den Trafostationen künftig eine kontinuierliche Echtzeitdatenerfassung ermöglicht. Durch die Aufzeichnungen der zeitlichen Belastungen der eingesetzten Transformatoren ergeben sich detailliertere Planungsgrundlagen und Betriebsmöglichkeiten. Der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren ist derzeit nicht geplant.

In der **Netzebene 7** bietet die Umsetzung des Smart Meter Rollouts die Grundlage neue Möglichkeiten in der Netzplanung und Betriebsführung und trägt somit zur Digitaliserung des Verteilnetzes bei. Die Funktionalitäten umfassen aktuell die Breakerschaltung zur Aktiv- und Inaktivsetzung der Kundenanlage, schaltbare Relais zur Verschiebung und Steuerung von Lasten sowie die Übermittlung von Netzqualitätsparametern, Schaltstatus und zeitnahe Verbrauchsübermittlung welche für das Netzmonitoring herangezogen werden können. Es ist hier allerdings anzumerken, dass ein Teil der technisch vorhandenen Möglichkeiten aufgrund der fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen aktuell nicht genutzt werden kann.

Direkt am Messgerät steht dem Kunden die Kundenschnittstelle zur Verfügung, um lokale Optimierungsmaßnahmen vorzunehmen.

2 Planungsannahmen

2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools

Die Stromnetz Graz verknüpft bei der Prognose von Erzeugungs- und Lastentwicklungen energiepolitische nationale und regionale Vorgaben und Ziele mit vorhandenen Bestandsdaten aus den eigenen Informationssystemen. Zu berücksichtigen sind dabei die Besonderheiten des urbanen Versorgungsgebiets welche sich auch in den Ergebnissen von Forschungsprojekten widerspiegeln, welche gemeinsam mit wissenschaftlichen Partnern durchgeführt wurden.

Die aktuellen Prognosen über die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugungsanlagen basieren auf nationalen Klimazielen für 2030, welche nach einer Skalierung auf die Größe des Versorgungsgebiets zusätzlich um historische Wachstumsdaten und lokale Energieinitiativen verfeinert wurden.

Aufgrund der Gegebenheiten des Versorgungsgebiets enthalten die Prognosen für die Erzeugungsentwicklung ausschließlich einen Zuwachs von Photovoltaik-Anlagen. Für diese werden zusätzlich die eingeschränkte Möglichkeit der Nutzung von Dachflächen im Stadtzentrum aufgrund ausgewiesener Altstadtschutzzonen, als auch die beschränkte Verfügbarkeit und Ausdehnung von Freiflächen zur Umsetzung großer Freiflächenanlagen berücksichtigt. Andere Energiequellen finden im Versorgungsgebiet nur als Klein- oder Forschungsanlagen Anwendung bzw. zeigen in der historischen Entwicklung kein zu erwartendes signifikantes Wachstum.

Die Prognosen zur zukünftigen Lastentwicklung enthalten neben möglicher Stadtentwicklungskonzepte auch nationale Ziele und Vorgaben und berücksichtigen den Anstieg des Energiebedarfs, insbesondere in den Sektoren Mobilität, Industrie sowie bei der Raumwärme. Für die Stadt Graz kann eine gegenüber dem österreichischen Mittel geringere Anzahl an PKWs je Einwohner angenommen werden. Der forcierte Ausbau der Fernwärmeversorgung in der Stadt Graz führt zu einer geringeren Relevanz von Wärmepumpen im Sektor Raumwärme. Die getroffenen Prognoseansätze wurden auch durch die Ergebnisse aus einem nationalen Forschungsprojekt bestätigt.

2.2 Ausblick für Einspeisung

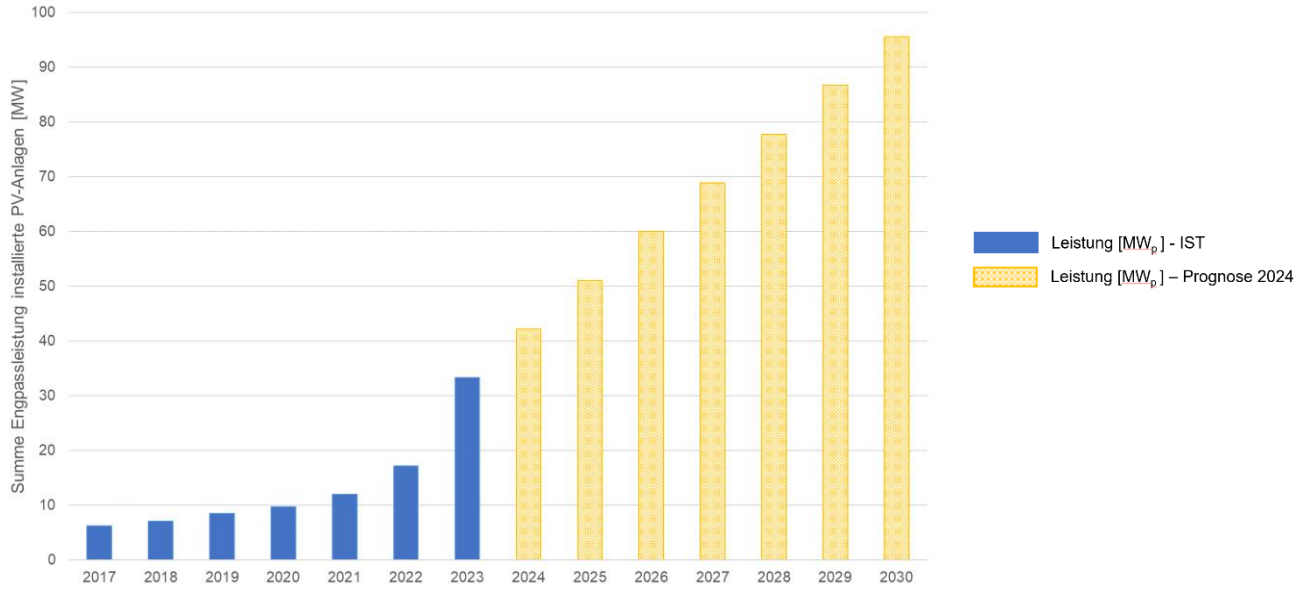


Abbildung 3: Entwicklung installierter PV-Stromerzeugungsanlagen bei Stromnetz Graz

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Integration dieser Kapazitäten in das Verteilernetz spielen eine entscheidende Rolle bei der Energiewende. Im Rahmen der Netzplanung ist es für die Netzbetreiber essenziell, die zukünftige Entwicklung der installierten Engpassleistung nach Energieträgern und Netzebenen möglichst genau abzuschätzen. Diese Prognosen dienen als Grundlage für Investitionsentscheidungen und die strategische Ausrichtung der Netzplanung.

Die Prognosen basieren wie bereits beschrieben auf historischen Daten, politischen Zielvorgaben und der Analyse der Marktentwicklung der letzten Jahre.

Die vorliegende Prognose aus dem Jahr 2024, welche die rasante Entwicklung der Jahre 2021 bis 2023 berücksichtigt, zeigt ein sehr dynamisches Wachstum. Auf Basis dieser Daten erhöht sich die installierte PV-Leistung auf etwa 95 MW_p bis 2030. Dieser signifikante Anstieg zeigt eine verstärkte Marktdynamik und die Auswirkungen durch verbesserte Förderbedingungen sowie Effizienzsteigerungen durch technologischen Fortschritt bei der Photovoltaik.

2.3 Ausblick für Lasten

Die Vorgehensweise bei der Erstellung von Prognosen hinsichtlich der Lastentwicklung erfolgt auf dieselbe Art und Weise wie bei der Einspeisung. Wieder werden nationale und regionale Zielsetzungen als Grundlage verwendet, auf das Versorgungsgebiet skaliert und um zusätzliche Rahmenbedingungen verfeinert. Die aktuellen Prognosen berücksichtigen neben Stadtplanungs- und Stadtentwicklungsprojekten vor allem die Entwicklung von Elektromobilität und Wärmepumpen.

Die Grundlage für die die Entwicklungsprognose im Bereich der Elektromobilität bietet die Studie „Netzberechnung Österreich- Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz “ von Österreichs Energie. Für das Versorgungsgebiet der Stromnetz Graz wird darin bis 2030 bei einer Durchdringungsrate von 10% an E-Mobilität (hochgerechnet rund 7.000 Fahrzeuge) eine zusätzliche Leistung von ca. 15 MW gegenüber 2020 erwartet. Bei einer

Durchdringungsrate von 30% (21.000 Fahrzeuge) ergeben sich im selben Zeitraum zusätzlich ca. 46 MW. Im Forschungsprojekt „Car2Flex“ wurde diese Prognose aktualisiert und bis 2030 wird mit rund 20.500 E-Fahrzeugen mit privater E-Ladeinfrastruktur sowie rund 2.300 kommerziellen E-Fahrzeugen und Kleintransportern gerechnet. Diese Simulationen gehen von höherer Gleichzeitigkeit bei der Ladung aus, weshalb in dieser Studie ca.100 MW an zusätzlicher Leistung erwartet werden.

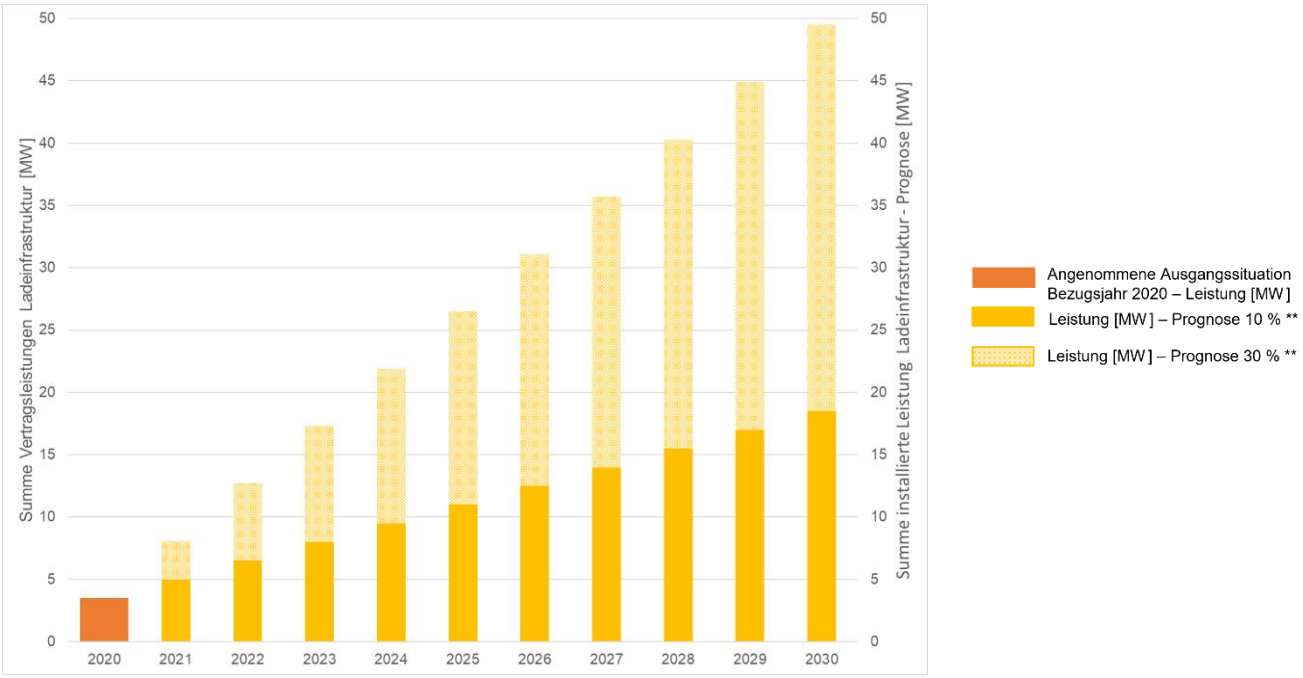


Abbildung 4: Entwicklungsprognose E-Mobilität mit dem Ansatz aus der Studie „Netzberechnung Österreich- Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz“

Im Vergleich zu nationalen und regionalen Prognoseansätzen ist für das Versorgungsgebiet der Stromnetz Graz zu berücksichtigen, dass aufgrund der urbanen Strukturen eine geringere Anzahl an Fahrzeugen je Einwohner angenommen werden, kann als im Rest von Österreich. Umgekehrt ist ein erhöhtes Aufkommen von Carsharing und der Aufbau unternehmensweiter E-Flotten zu erwarten.

Im Bereich der Raumwärme wird im Forschungsprojekt „Car2Flex“ für 2030 im Versorgungsgebiet mit rund 2.400 Wärmepumpen gerechnet. Die Nutzung von Wärmepumpen ist in der Stadt Graz aufgrund der Erweiterung und des Ausbaus der Fernwärmeversorgung mit einem langsameren Wachstum verbunden.

Insgesamt kann von einer Steigerung der Last im Versorgungsgebiet ausgegangen werden, wenn auch geringere Wachstumsraten als in den nationalen und regionalen Prognosen erwartet werden. Bezüglich der Gesamtenergieabgabe an den Verbraucher bzw. der Netzhöchstlast stehen den steigenden Verbrauchslasten steigende Erzeugungsleistungen gegenüber.

3 Planungsgrundsätze und -methoden

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung

Bei der Planung der Netzinfrastruktur muss eine Vielzahl an Faktoren berücksichtigt werden. Neben der Einhaltung der gesetzlichen und normativen Vorgaben erfolgen Planungen zusätzlich nach internen Richtlinien. Grundsätzlich wird zwischen Netzzutritten und Netzverstärkungsmaßnahmen unterschieden. Netzzutritte beziehen sich auf die Anbindung neuer Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen an das bestehende Netz, während Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig sind, um die Kapazität des Netzes zu erhöhen und die hohen Anforderungen an die Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit zu erfüllen.

Die Auslöser für Planungsmaßnahmen können vielfältig sein:

- Netzanschlussansuchen (Wohnobjekte, Gewerbeanlagen, Stromtankstellen, Erzeugungsanlagen)
- Erneuerungsprojekte von Stadt/Gemeinde- und Landesstraßen sowie Projekte anderer Infrastrukturträger
- Maßnahmen zur Gewährleistung einer hohen Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit
- Gesetzliche und normative Vorgaben

Die Verteilnetzplanung basiert auf dem digitalen Netzmodell (dem GIS-System), wobei hier zusätzlich die über viele Jahre im Unternehmen aufgebaute Betriebs- und Planungserfahrung mit einfließt.

Netzanschlussansuchen neuer Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen werden ausschließlich manuell beurteilt und im Bedarfsfall einer individuellen Netzbeurteilung mittels Netzberechnung unterzogen. Dies erfolgt insbesondere bei neuen Gewerbe- oder Wohnanlagen mit hohen Anschlusswerten im bestehenden Mittelspannungs- oder Niederspannungsnetz, sowie bei Erzeugungsanlagen, wenn eine vereinfachte Netzbeurteilung über Erzeugungsleistungs- und Netzinfrastrukturdaten kein klares Ergebnis liefert.

Bei Netzverstärkungs- oder Erneuerungsmaßnahmen werden im Zuge der Instandhaltungsplanung die zu erneuernde Betriebsmittel der bestehenden Infrastruktur identifiziert.

Dies erfolgt in der Regel durch die statistische Zustandsbewertung aus dem Asset Management, individuelle messtechnische Zustandsbewertungen sowie betrieblicher Erfahrungswerte.

Aus diesem Zusammenspiel ergibt sich die Wahl des geeigneten Erneuerungszeitraums unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Synergiepotentialen und strategischen Investitionsentscheidungen im Rahmen des verfügbaren Budgets.

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge

Die Stromnetz Graz greift bei der Netzplanung vor allem auf ein Geoinformationssystem (GIS) für Netzbetreiber zurück, in welchem ein Netzmodell mit sämtlichen relevanten Daten zu den eingesetzten Betriebsmitteln sowie die Geoinformationsdaten, welche die Umgebung der Netzinfrastruktur detailliert beschreiben, implementiert sind.

Die im GIS erfassten Daten bilden die Grundlage für die Erstellung von Planungsunterlagen, für Netzzutritte und Netzverstärkungsmaßnahmen, welche mittels CAD-Software erstellt werden.

Für die **Netzebene 5** steht zusätzlich ein digitales rechenfähiges Netzmodell in einer Netzberechnungssoftware zur Verfügung, welches periodisch aktualisiert wird. Hierbei werden neben den Daten aus dem GIS auch Echtzeitdaten aus dem Netzleitsystem (PSI) zu den Abgängen aus den Umspannwerken und den Schaltstellen zur Beurteilung herangezogen. Dadurch kann eine möglichst realitätsnahe Lastverteilung nachgebildet werden.

In der **Netzebene 7** werden individuell nach Bedarf rechenfähige Netzmodelle (Teilnetze) manuell im Netzberechnungsprogramm aufgebaut, um eine Netzbeurteilung vor allem für dezentrale Erzeugungsanlagen zu gewährleisten. Erfolgt eine Netzbeurteilung von Verbrauchsanlagen, so werden reale Lastmessberichte aus den betroffenen Netzstationen herangezogen, um Referenzlastflüsse der Niederspannungsabgänge simulieren zu können.

Aktuell wird zudem eine GIS-integrierte Netzberechnung für das Niederspannungsnetz implementiert, die im Jahr 2025 zur Verfügung stehen soll. Diese Weiterentwicklung soll, den Planungsprozess optimieren und die Bearbeitungszeit von Netzanschlussanträgen reduzieren.

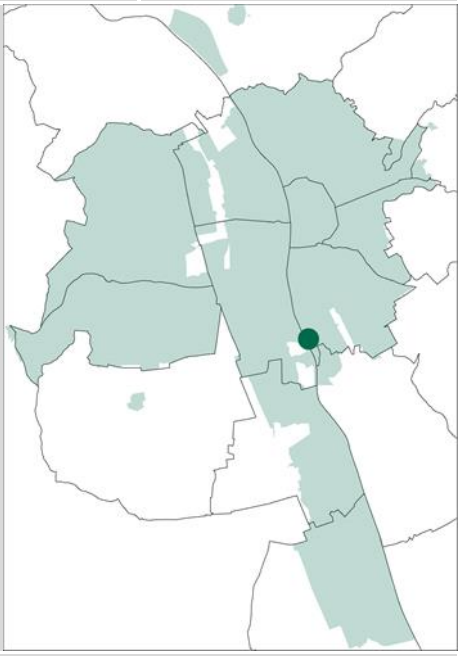
4 Netzausbauprojekte und –programme, Planungsüberlegungen

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4

Projektbezeichnung: UW Süd Umspanner 40 MVA		
Projektnummer: SGG-24-NE4-01	**Netzebene(n)**: 4	**Projektstatus**: abgeschlossen
Spannungsgsebene(n): 110/20 kV	**Art**: Umspannwerk	**Geplante IBN:** 2024

Projektbeschreibung

Austausch eines 110/20 kV Regelumspanners im Umspannwerk Graz Süd, welcher das Ende der geplanten Lebensdauer erreicht hat, durch einen leistungsfähigeren und dem aktuellen Stand der Technik entsprechenden Umspanner.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+ 8 MVA installierte Umspanner-Leistung, dadurch auch + 8 MVA der (n-1) gesicherten Netzkapazität

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen

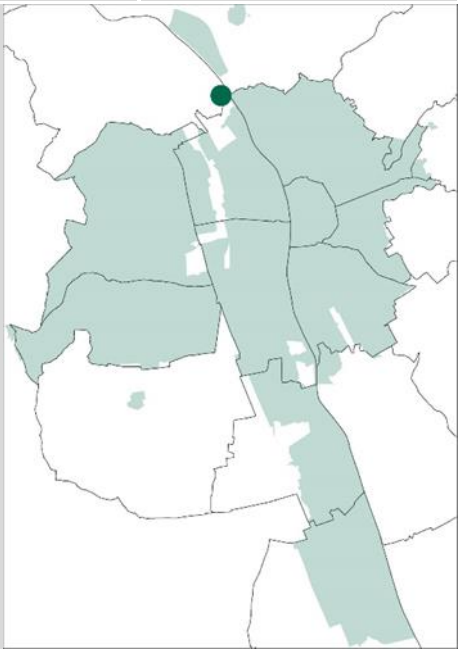
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Nord Umspanner 40 MVA		
Projektnummer: SGG-24-NE4-03	**Netzebene(n)**: 4	**Projektstatus**: geplant
Spannungsgsebene(n): 110/20 kV	**Art**: Umspannwerk	**Geplante IBN:** 2028

Projektbeschreibung

Austausch eines 110/20 kV Regelumspanners im Umspannwerk Graz Nord, welcher das Ende der geplanten Lebensdauer erreicht hat, durch einen leistungsfähigeren und dem aktuellen Stand der Technik entsprechenden Umspanner.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+ 8 MVA installierte Umspannerleistung, dadurch auch + 8 MVA der (n-1) gesicherten Netzkapazität

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen

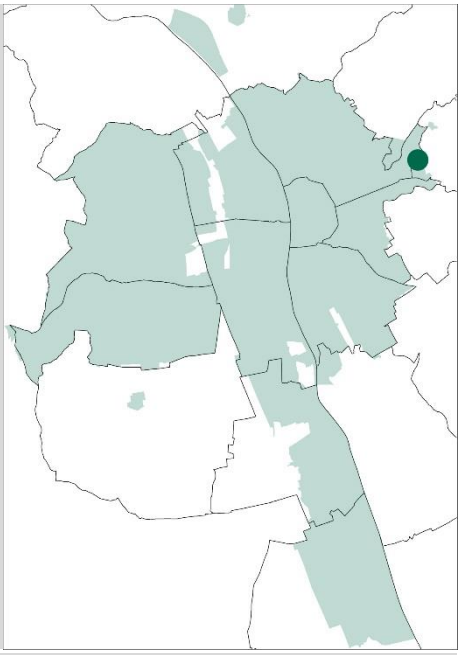
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Ost Umspanner 40 MVA			
Projektnummer: SGG-24-NE4-02	**Netzebene(n)**: 4	**Projektstatus**: geplant	
Spannungsgsebene(n): 110/20 kV	**Art**: Umspannwerk		**Geplante IBN:** 2032

Projektbeschreibung

Austausch eines 110/20 kV Regelumspanners im Umspannwerk Graz Ost, welcher das Ende der geplanten Lebensdauer erreicht hat, durch einen leistungsfähigeren und dem aktuellen Stand der Technik entsprechenden Umspanner.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+ 8 MVA installierte Umspanner-Leistung, dadurch auch + 8 MVA der (n-1) gesicherten Netzkapazität

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7

Die Entwicklung der Netzebenen 5 bis 7 basiert auf einer Mittelfristplanung und umfasst jene Maßnahmen, welche direkt aus den in Abschnitt 3.1 getroffenen Planungsgrundsätzen abgeleitet werden können:

Netzanschlussansuchen (Wohnobjekte, Gewerbeanlagen, Stromtankstellen, Erzeugungsanlagen)

Hier kann es im Bedarfsfall zum Ausbau des Mittel- und Niederspannungsnetzes aufgrund von kundenspezifischen Anforderungen kommen. Zur Integration der in einem Netzanschlussansuchen angeforderten Leistung sind verschiedene Maßnahmen erforderlich, welche die Erweiterung des Niederspannungsnetzes, die Errichtung neuer Trafostationen bis zur Erweiterung des Mittelspannungsnetzes umfassen können. Diese Maßnahmen dienen der Vermeidung von Engpässen infolge zusätzlicher Verbrauchslasten bzw. Erzeugungsleistungen, sowie der Sicherstellung der Netzstabilität.

Erneuerungsprojekte von Stadt/Gemeinde- und Landesstraßen sowie Projekte anderer Infrastrukturträger

Vor allem im Bereich der Verstärkung bzw. Erneuerung bestehender Betriebsmittel können durch die Beteiligung an lokalen Grabungsprojekten wirtschaftliche Vorteile erreicht werden. So wird bei Erneuerungsprojekten von Gemeinde- und Landesstraßen auf den Austausch von Betriebsmitteln geachtet, welche zuvor von der Planung des Asset Managements identifiziert wurden. Im Mittelspannungsnetz liegt hier der besondere Fokus auf Mittelspannungskabel mit getränkter Papierisolierung, welche sukzessive durch Hochspannungskabel mit Kunststoffisolierung ersetzt werden. Der Informationsaustauch zwischen Straßenamt und den Leitungsträgern erfolgt in der Regel mit Vorlaufzeiten von rund einem Jahr.

Maßnahmen zur Einhaltung einer hohen Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit

Zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit nutzt das Asset Management statistische Daten und betriebliche Erfahrungswerte, um die zu erneuernden Betriebsmittel zu definieren.

Bei der Priorisierung der erforderlichen Erneuerungsmaßnahmen werden, wie bereits beschrieben bei der Festlegung des Umsetzungszeitpunkts auch lokale Straßen- und Leitungsträgerprojekte berücksichtigt. Maßnahmen, bei welchen dies nicht der Fall ist, werden als Eigenprojekte umgesetzt.

Ähnlich ist die Vorgehensweise bei Projekten, welche die Einhaltung der Versorgungsqualität in den einzelnen Netzabschnitten gewährleisten sollen. Ziel ist es, dass für Netzparameter wie Kurzschlussleistung und Spannungshaltung zu jedem Zeitpunkt die technisch vorgesehenen Grenzen eingehalten werden. Aktuell verursacht vor allem die Integration dezentraler Energieerzeugungsanlagen derartige Netzausbauplanungen zur Einhaltung der Versorgungsqualität. Typischerweise werden die betroffenen Teilnetze durch Netzberechnungen, Netzqualitätsparameter-Messungen oder betriebliche Erfahrungswerte identifiziert. In der Planung ergeben sich oft unterschiedliche Lösungsansätze, welche unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Parameter bewertet werden. Die Priorisierung der Projektumsetzung erfolgt abhängig vom Umsetzungszeitpunkt als Eigen- oder Leitungsträgerprojekt.

Gesetzliche und normative Vorgaben

Neben den bereits genannten Netzentwicklungsmaßnahmen gibt es auch Netzausbaumaßnahmen zur Erfüllung gesetzlicher und normativer Vorgaben zur Unterstützung der Energiewende, der Verbesserung der Sicherheit kritischer Infrastruktur sowie der Netzautomatisierung und der Digitalisierung. Diese finden übergeordnet über das gesamte Versorgungsgebiet Anwendung. Beispiele sind zum Beispiel die Anforderungen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) sowie des Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz (NISG).

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen

Flexibilitätsmanagement

Maßnahmen im Sinne von Art. 13 (4c) VO (EU) 2019/943, die dazu beitragen, dass die Abregelung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger vermieden bzw. reduziert wird, werden gemeinsam mit den österreichischen Verteilernetzbetreibern evaluiert. Die Nutzung von Flexibilitätsleistungen wird ebenfalls in den Gremien von Österreichs Energie durch die Netzbetreiber bearbeitet.

Betrieb von eigenen Speichern durch den Verteilernetzbetreiber

Gemäß Art. 36 RL (EU) 2019/944 ist es Verteilernetzbetreibern nur unter gewissen Voraussetzungen oder mit Genehmigung der Regulierungsbehörde gestattet, eigene Energiespeicher zu betreiben. Aktuell ist derzeit keine Nutzung von Speichern für den Netzbetrieb angedacht.

Ausblick zum Netzausbau über die nächsten zehn Jahre hinaus

Das Assetmanagement identifiziert bereits jetzt jene Betriebsmittel, welche über den Planungshorizont von zehn Jahren hinaus von einem voraussichtlichen Austausch betroffen sein werden. Aktuell bereits detailliertere Planungen für den Tausch jener Netzkomponenten anzustellen ist aufgrund des großen Zeithorizonts jedoch nicht sinnvoll.

5 Flexibilitätsleistungen

Im Zuge der Energiewende findet ein starker Zuwachs an dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien statt, verbunden mit einem Rückgang von flexibler Erzeugungskapazität auf Basis fossiler Energien. Die Stromnachfrage steigt durch neue Anwendungen (Wärmepumpen, Elektromobilität, Dekarbonisierung der Industrie durch Umstieg auf strombasierte Prozesse) insgesamt an und gewinnt dabei grundsätzlich an Flexibilität. Die Charakteristik von dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch weisen ohne eine aktive Steuerung von Flexibilität eine abnehmende Gleichzeitigkeit auf.

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen

Aktuell gibt es für österreichische Verteilnetzbetreiber noch keine Möglichkeit, um marktbasiert Flexibilitäten beschaffen und nutzen können. Dementsprechend gibt es aktuell noch keine Nutzung von Flexibilitätsleistungen im Sinne der EU Richtlinie 2019/944.

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung

Für Netzbetreiber besteht die zentrale Herausforderung bei der Umsetzung der Energiewende darin, die oben genannten Entwicklungen zu ermöglichen und dabei stets den sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit stellt also eine unverzichtbare Randbedingung dar. Deren Einhaltung ist dadurch bedroht, dass der Anstieg des Ausmaßes der Netznutzung größer ist als das Tempo des Netzausbaus. Die rein individuell motivierte Nutzung des Netzes durch die einzelnen Netznutzer – ggf. noch verstärkt durch Aggregatoren, die das Verhalten vieler Netznutzer synchronisieren und dadurch die natürliche Gleichzeitigkeit beeinflussen – kann dann in Summe zu einer Verletzung der Grenzen des sicheren Systembetriebs führen. Dies macht ein Engpassmanagement unter Nutzung verteilter Flexibilitäten auch im Verteilernetz erforderlich.

5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“

Gemeinsam haben die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber in Österreich das Projekt Systemführung 2.0 aufgesetzt, um die optimale Nutzung der Flexibilitäten künftig zu ermöglichen.

In Kürze lässt sich der Gegenstand von Systemführung 2.0 wie folgt zusammenfassen

- Systemführung 2.0 (SF2.0) umfasst das Management von Flexibilitäten im Day-ahead- und perspektivisch auch im Intraday-Zeitbereich unter Nutzung einer Koordinations-Plattform. Flexibilitäten werden explizit abgerufen. Voraussetzung für die Koordination ist, dass der Zugriff auf diese Flexibilitäten nicht nur einzelnen Netzbetreibern (wie bspw. dem Anschlussnetzbetreiber) vorbehalten ist.
- Neben der Koordinierungsfunktion werden auch (IT-)Lösungen für die möglichst einheitliche Organisation des Marktzugangs untersucht.
- Flexibilitäten, die aktuell nicht explizit koordiniert werden können (bspw. netztarifliche Anreize oder unterbrechbare Tarife), gehen mittelbar in die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Koordinations-Plattform ein und werden somit indirekt mit koordiniert. Sie werden aber nicht als Bestandteil von SF2.0 verstanden, da sie bereits vor der dort erfolgenden Auswahl von Flexibilitäten berücksichtigt wurden.

- SF2.0 stellt einen Baustein zur Optimierung der Netznutzung im Zuge der Energiewende dar und dient somit der Effizienzsteigerung.

Eine schrittweise Einführung und Weiterentwicklung von SF2.0 ist (aufgrund der Komplexität) sinnvoll und stellt eine wichtige Unterstützung für die Energiewende dar.