

Salzburg Netz GmbH

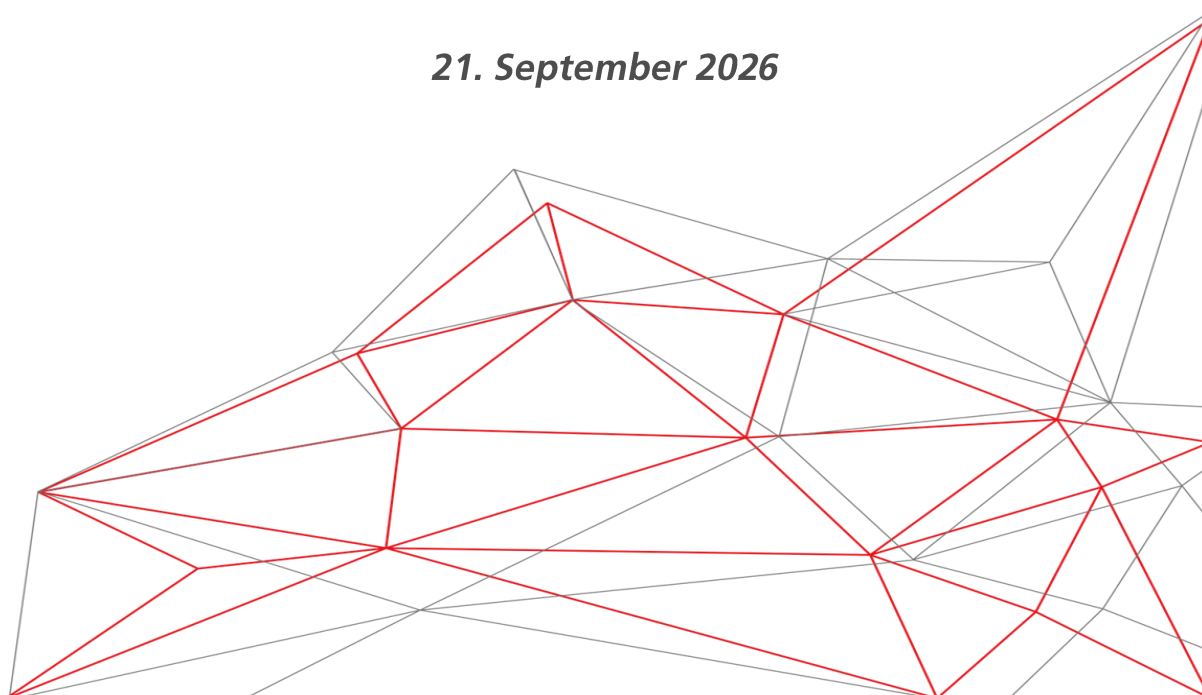
Netzentwicklungsplan 2026

für das Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH

Planungszeitraum

2027 - 2036

21. September 2026



Salzburg, im September 2026
© Salzburg Netz 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.salzburgnetz.at

Inhalt

1	Ausgangssituation	6
1.1	Darstellung des Versorgungsgebietes	6
1.2	Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung	7
1.3	Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen	9
1.4	Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen	11
1.5	Kapazitäten auf Netzebene 4	11
1.6	Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)	14
1.7	Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen	14
2	Planungsannahmen	16
2.1	Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools.....	16
2.2	Ausblick für Einspeisung	17
2.3	Ausblick für Lasten.....	18
2.4	Ausblick für Speicher.....	20
3	Planungsgrundsätze und -methoden.....	21
3.1	Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung	21
	Versorgungssicherheit	21
	NOVA – Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau	21
	Die (n-1) Sicherheit im 110-kV-Netz	22
	Teilnetze im 110-kV-Verteilernetz.....	22
	Mittelspannungsnetz – Verkabelungsstrategie	22
	Verkleinerung der Mittelspannungs-Teil-Netzgrößen.....	24
	Spitzenkappung.....	25
	Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs	25
3.2	Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge.....	26
	Hochspannungsebene.....	26

Mittelspannungsebene.....	26
Niederspannungsebene.....	27
4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen	28
4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4.....	28
4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7	49
Kundenprojekte.....	49
Mitverlegungsmöglichkeiten.....	49
Verkabelung von störanfälligen Mittelspannungs-Freileitungen.....	49
Erhöhung der Kurzschlussleistung und Spannungshaltung.....	49
4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen	49
5 Flexibilitätsleistungen.....	52
5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen	52
5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung.....	52
5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“	52
6 Standorte für systemdienliche Anlagen	54
7 Stellungnahmen	55

Vorwort

Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses der V-NEP-Ausgabe 2026 liegen noch nicht sämtliche erforderlichen Verordnungen vor. Daher können einzelne Aspekte des ELWG derzeit nicht vollumfänglich behandelt werden. Insbesondere ist der Begriff „systemdienlich“ gegenwärtig nicht hinreichend definiert. Aus diesem Grund können in der vorliegenden Ausgabe z.B. keine Standorte für systemdienliche Speicher ausgewiesen werden.

Gleiches gilt für die Ausweisung freier Netzkapazitäten. In dieser V-NEP-Ausgabe wird die aktuell gültige Kapazitätsberechnungsverordnung (KBM-V) aus dem Jahr 2022 angewendet. Auf deren Grundlage werden die freien Einspeisekapazitäten auf der Netzebene 4 dargestellt.

1 Ausgangssituation

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes

Das Versorgungs- und Konzessionsgebiet der Salzburg Netz GmbH erstreckt sich über das gesamte Bundesland Salzburg mit Ausnahme von Bereichen im Großarlal, in Bad Hofgastein und in Neukirchen am Großvenediger. Dies ist in der Kartendarstellung [Versorgungsgebiet](#) abgebildet. Abbildung 1 zeigt eine Übersicht des Netzgebietes Salzburg. Hierbei sind jene 110 kV-Leitungen dargestellt, welche für das Versorgungsgebiet relevant sind (unabhängig vom Eigentum). Die Umspannwerke sind jene Anlagen der Salzburg Netz GmbH mit 110 kV-Netzanschluss.

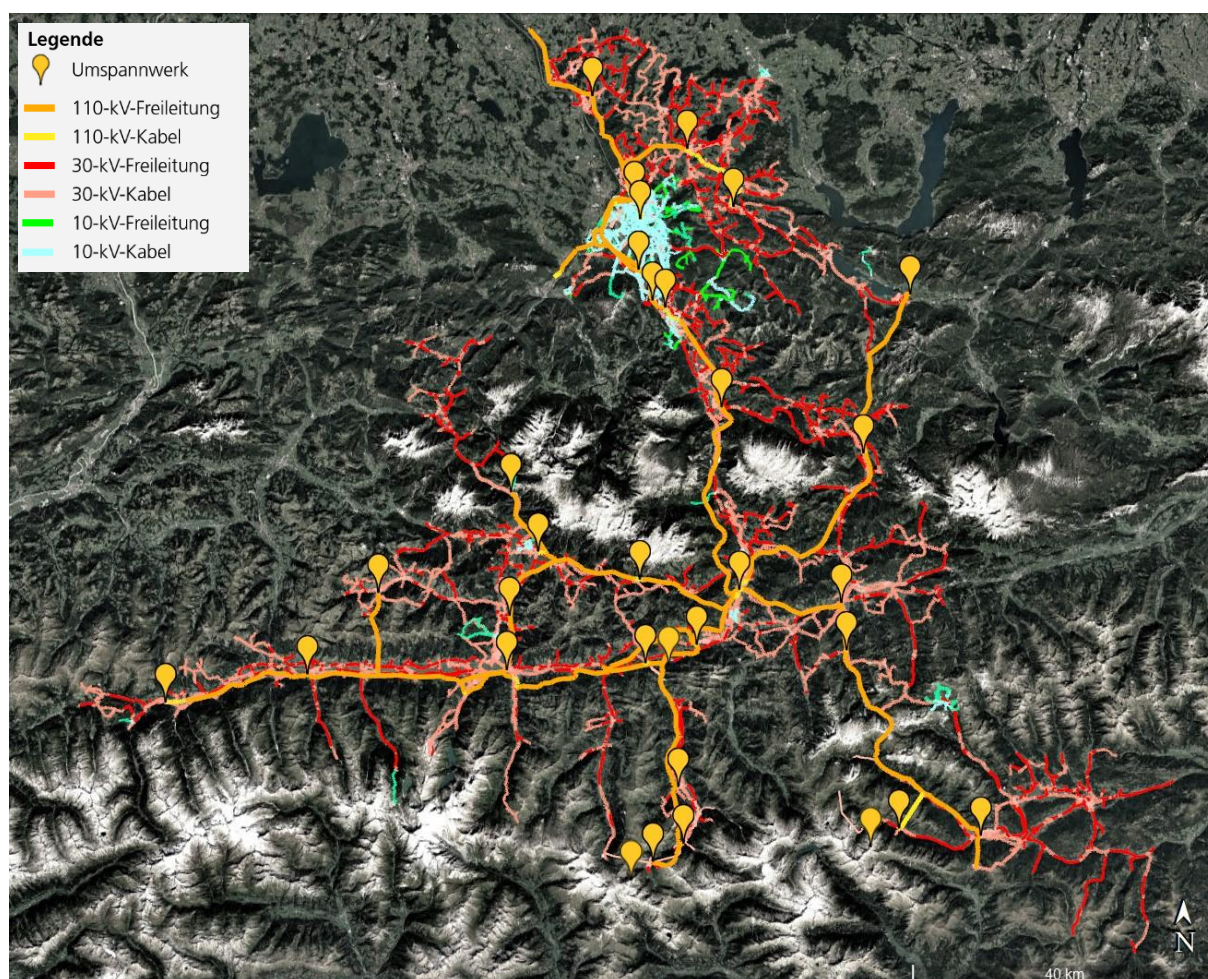


Abbildung 1: Gesamtübersicht Netzgebiet Salzburg

Das Leitungsnetz der Salzburg Netz GmbH besteht aus Hochspannungsleitungen (typisch 110 kV-Ebene), aus Mittelspannungsleitungen (größtenteils 30 kV und 10 kV Nennspannung) sowie Niederspannungsleitungen (typisch 400 V Nennspannung). Die Umspannwerke der Salzburg Netz GmbH stellen die Verbindung von Hoch- und Mittelspannungsebene dar. Umspannstationen stellen Verbindungen innerhalb des Mittelspannungsnetzes dar (typisch von 30 kV auf 10 kV). Die Transformatorstationen verbinden das Mittelspannungsnetz mit dem Niederspannungsnetz.

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung

Tabelle 1: Bestand an Freileitungen und Kabeln

Freileitungen: Trassenlänge [km]	2021	2022	2023	2024	2025
380 kV					
220 kV					
110 kV	332	330	331	331	355
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV					
Mittelspannung ⁽¹⁾	1.604	1.566	1.539	1.478	1.408
Niederspannung ⁽²⁾	419	383	356	327	311
Freileitungen: Systemlänge [km]	2021	2022	2023	2024	2025
380 kV					
220 kV					
110 kV	565	560	561	561	677
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV					
Mittelspannung ⁽¹⁾	1.604	1.566	1.539	1.478	1.408
Niederspannung ⁽²⁾	419	383	356	327	311
Kabel: Trassenlänge [km]	2021	2022	2023	2024	2025
380 kV					
220 kV					
110 kV	42	44	45	45	48
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung ⁽¹⁾	2.802	2.892	3.058	3.110	3.257
Niederspannung ⁽²⁾	12.186	12.444	12.667	12.844	13.018
Kabel: Systemlänge [km]	2021	2022	2023	2024	2025
380 kV					
220 kV					
110 kV	47	49	50	50	56
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung ⁽¹⁾	2.802	2.892	3.058	3.110	3.257
Niederspannung ⁽²⁾	12.186	12.444	12.667	12.844	13.018

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

(2) ... Niederspannung: 1 kV und darunter

Tabelle 2: Bestand an Umspannwerken und Transformatorstationen

Höchstspannung zu Hochspannung ⁽¹⁾	2021	2022	2023	2024	2025
Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke					
Anzahl Umspanner					
Leistung Umspanner [MVA]					
Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspg ⁽¹⁾	2021	2022	2023	2024	2025
Anzahl Umspannstationen	27	27	28	28	29
Anzahl Umspanner	48	49	50	50	51
Leistung Umspanner [MVA]	1.914	1.982	2.018	2.102	2.163
Mittelspannung zu Mittel- und Niederspg ⁽¹⁾	2021	2022	2023	2024	2025
Anzahl Trafostationen	5.022	5.082	5.127	5.179	5.224
Anzahl Umspanner	5.621	5.682	5.739	5.847	5.876
Leistung Umspanner [MVA]	2.888	2.959	3.070	3.224	3.305
Sonstige ⁽²⁾	2021	2022	2023	2024	2025
Anzahl Trafostationen					
Anzahl Umspanner					
Leistung Umspanner [MVA]					

(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.

Tabelle 3: Bestand an Bezugszählpunkten

Haushalte	Größenklasse bzw. Netzebene	2021	2022	2023	2024	2025
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 2.500 kWh/a	211.615	216.077	217.942	220.917	231.236
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	140.576	138.563	137.661	134.544	115.951
	über 15.000 kWh/a	11.543	12.014	11.079	11.292	3.051
	Insgesamt	363.734	366.654	366.682	366.753	350.237
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 2.500 kWh/a	141.048	148.561	160.372	167.817	166.608
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	852.250	694.902	666.442	601.790	592.438
	über 15.000 kWh/a	271.620	287.703	230.729	107.204	116.285
	Insgesamt	1.264.919	1.131.167	1.057.543	876.811	875.331
Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige)		2021	2022	2023	2024	2025
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 20 MWh/a	63.822	64.105	64.162	64.723	83.801
	Insgesamt	76.426	77.244	77.596	78.588	96.276
Anzahl Bezugszählpunkte nach Netzebenen	NE 7	75.749	75.867	75.769	76.849	93.205
	NE 6	1.882	2.008	2.022	2.090	2.085
	NE 5	493	659	603	644	638
	NE 4	5	6	5	6	6
	NE 1 bis 3	12	12	14	14	13
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 20 MWh/a	134.723	131.800	129.797	200.860	199.402
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	2.033.490	2.120.274	2.025.024	2.141.712	2.122.185
	über 150.000 MWh/a	179.717	169.849	175.580	185.408	186.606
	Insgesamt	2.347.930	2.421.923	2.330.401	2.527.980	2.508.193

Aus datenschutzrechtlichen Gründen werden Zahlen geschwärzt, wenn hieraus Rückschlüsse auf einzelne Kund:innen gezogen werden können. Die dargestellten Mengen beinhalten nur die Endabgabe. Pumpstrom und Weiterverteilung sind hier nicht beinhaltet.

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen

Tabelle 4: Bestand an Stromerzeugungsanlagen

Wasserkraft	Größenklasse bzw. Netzebene	2021	2022	2023	2024	2025
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0	0	1	1	1
	> 20 kW und < 250 kW	12	12	12	12	13
	≥ 250 kW und < 35 MW	502	503	504	509	524
	≥ 35 MW und < 50 MW	45	45	45	45	45
	≥ 50 MW	224	224	224	224	224
	Insgesamt	783	784	785	790	806
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	47	49	52	56	55
	> 20 kW und < 250 kW	132	132	138	136	136
	≥ 250 kW und < 35 MW	120	122	123	127	130
	≥ 35 MW und < 50 MW	1	1	1	1	1
	≥ 50 MW	3	3	3	3	3
	Insgesamt	303	307	317	323	325
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	5	5	6	6	6
	NE 6	15	15	15	17	17
	NE 5	328	329	330	336	351
	NE 4	17	17	17	17	17
	NE 1 bis 3	418	418	418	416	416
Windkraft	Größenklasse bzw. Netzebene	2021	2022	2023	2024	2025
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0	0	0	0	0
	> 20 kW und < 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
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	0	1	1	1	1
	> 20 kW und < 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	1	1	1	1
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0	0	0	0	0
	NE 6	0	0	0	0	0
	NE 5	0	0	0	0	0
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0
Photovoltaik	Größenklasse bzw. Netzebene	2021	2022	2023	2024	2025
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	71	97	159	200	233
	> 20 kW und < 250 kW	62	82	134	173	199
	≥ 250 kW und < 35 MW	17	25	47	68	94
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	151	204	340	440	526
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	11.204	14.161	20.379	24.317	27.377
	> 20 kW und < 250 kW	1.134	1.543	2.550	3.339	3.930
	≥ 250 kW und < 35 MW	42	59	97	132	156
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	12.380	15.763	23.026	27.788	31.463
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	118	161	276	357	417
	NE 6	18	24	36	42	48
	NE 5	15	19	28	41	57
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	4

Sonstige Erneuerbare ⁽¹⁾		2021	2022	2023	2024	2025
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	Größenklasse bzw. Netzebene					
	≤ 20 kW	0	0	0	0	0
	> 20 kW und < 250 kW	4	5	5	5	5
	≥ 250 kW und < 35 MW	52	54	60	61	60
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
Insgesamt		56	59	65	66	66
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	24	22	19	20	19
	> 20 kW und < 250 kW	48	51	54	53	50
	≥ 250 kW und < 35 MW	21	22	23	25	24
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
Insgesamt		93	95	96	98	93
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	2	2	2	3	3
	NE 6	3	3	3	4	3
	NE 5	50	52	58	58	58
	NE 4	2	2	2	2	2
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0
Insgesamt		56	59	65	66	66
Geothermie		2021	2022	2023	2024	2025
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	Größenklasse bzw. Netzebene					
	≤ 20 kW	0	0	0	0	0
	> 20 kW und < 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
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	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	0	0	0	0
	NE 6	0	0	0	0	0
	NE 5	0	0	0	0	0
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0
Insgesamt		0	0	0	0	0
Fossile Brennstoffe ⁽²⁾		2021	2022	2023	2024	2025
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	Größenklasse bzw. Netzebene					
	≤ 20 kW	0	0	0	0	0
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	0
	≥ 250 kW und < 35 MW	49	49	49	49	49
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	55	55	55	55	55
Insgesamt		104	104	104	104	104
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	1	1	1	1	1
	> 20 kW und < 250 kW	1	1	1	1	1
	≥ 250 kW und < 35 MW	9	9	9	9	9
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	1	1	1	1	1
Insgesamt		12	12	12	12	12
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	1	1	1	1	1
	NE 6	1	1	1	1	1
	NE 5	46	46	46	46	46
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	55	55	55	55	55
Insgesamt		104	104	104	104	104

(1) ... vollständige Bezeichnung der Kategorie lautet: „Sonstige Erneuerbare und biogene Brennstoffe (fest, flüssig, Biogas, Deponie- und Klärgas, sonstige Biogene)“; nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien.

(2) ... vollständige Bezeichnung der Kategorie lautet: „Fossile Brennstoffe, Derivate, sonstige nicht-biogene Brennstoffe, Mischfeuerung“; als Derivate werden energetisch genutzte Erdöl- bzw. Kohleprodukte bezeichnet.

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen

Tabelle 5: Anzahl der meldepflichtigen Betriebsmittel im Versorgungsgebiet

Ladeeinrichtungen für E-PKW ⁽¹⁾	2021	2022	2023	2024	2025
< 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 unbekannter Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Elektrische Energiespeicher ⁽²⁾	2021	2022	2023	2024	2025
< 10 kWh	456	700	1.277	1.831	2.362
≥ 10 kWh und < 50 kWh	714	1.612	3.964	6.914	10.000
≥ 50 kWh und ≤ 500 kWh	12	20	45	101	209
> 500 kWh	0	0	1	1	3
Anlagen unbekannter Größenklasse	0	0	0	0	0
Insgesamt	1.182	2.332	5.287	8.847	12.574
Heizanlagen (inkl. Wärmepumpen) ⁽³⁾	2021	2022	2023	2024	2025
< 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 unbekannter Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Klimageräte/Kälteanlagen ⁽²⁾	2021	2022	2023	2024	2025
< 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 unbekannter Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.

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

Gemäß ElWOG §20 und ElWG §99 veröffentlicht die Salzburg Netz GmbH für ihr Konzessionsgebiet die gebuchten und verfügbaren Einspeisekapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4). Die Berechnung der gebuchten und verfügbaren Kapazitäten wird entsprechend der Kapazitäts-Berechnungsmethoden-Verordnung 2022 durchgeführt. Die aktuellen Daten für das Netzgebiet Salzburg sind auf der Homepage der Salzburg Netz GmbH:

<https://www.salzburgnetz.at/stromnetz/erzeugung/freie-einspeisekapazitaeten.html> zu finden.

Die verfügbaren Netzkapazitäten sind weiters österreichweit unter folgendem Link:

<https://www.ebutilities.at/verfuegbare-netzanschlusskapazitaeten> ersichtlich.

Tabelle 6: Gebuchte Kapazitäten auf Netzebene 4 gemäß ElWOG §20 und ElWG §99

Gebuchte Kapazität [MVA]								
Umspannwerk	Q2/2024	Q3/2024	Q4/2024	Q1/2025	Q2/2025	Q3/2025	Q4/2025	Q1/2026
UW Flachgau	17	20	31	70	30	18	22	56
UW Goeming	9	13	13	49	49	41	44	54
UW Hof	3	3	9	8	8	2	15	15
UW Strobl	1	2	2	2	2	1	2	2
Summe Flachgau	30	37	56	128	88	63	83	127
UW Eicht	8	9	22	29	29	29	29	30
UW Hagenau	35	40	66	36	36	30	33	13
UW Mitte	2	2	3	2	2	2	2	1
UW Taxach	10	12	14	13	22	13	25	15
Summe Stadt Salzburg	55	63	104	79	89	74	89	59
UW Annaberg	4	4	4	2	21	20	31	30
UW Golling	17	50	50	49	37	34	36	39
UW Oberalm	4	4	24	23	23	22	23	23
Summe Tennengau	25	58	78	74	81	76	90	92
UW Angertal	1	1	1	0	1	1	1	1
UW Flachauwinkl		1	7	6	6	0	6	11
UW Lend	2	2	6	5	6	1	2	11
UW Pongau	21	24	49	14	14	10	12	7
UW Reitdorf	5	5	15	12	13	31	33	27
KW Böckstein	1	1	0	0	0	15	15	2
Summe Pongau	30	34	78	39	39	58	69	59
UW Lungau	12	14	44	95	95	10	17	16
Summe Lungau	12	14	44	95	95	10	17	16
UW Hinterglemm	13	15	14	14	14	1	1	2
UW Maishofen	2	2	2	1	44	13	45	15
UW Mittersill	3	3	2	12	18	18	24	27
UW Pinzgau	20	22	45	24	24	22	25	5
UW Saalfelden	2	3	3	1	22	22	37	39
KW Dießbach	7	8	4	5	5	3	4	4
KW Wald	1	1	1	1	1	0	1	15
Summe Pinzgau	49	54	71	58	128	79	136	106
Summe Salzburg	201	261	432	473	520	360	483	458

Tabelle 6 zeigt die historische Entwicklung der gebuchten Kapazitäten auf Netzebene 4 (Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk). Diese Werte ändern sich, wenn zusätzliche Anschlussbestätigungen ausgestellt werden, wenn Anschlussbestätigungen ablaufen oder aber wenn angefragte Anlagen umgesetzt werden und in Betrieb gehen.

Tabelle 7: Verfügbare Kapazitäten auf Netzebene 4 gemäß ElWOG §20 und ElWG §99

Verfügbare Kapazität [MVA]								
Umspannwerk	Q2/2024	Q3/2024	Q4/2024	Q1/2025	Q2/2025	Q3/2025	Q4/2025	Q1/2026
UW Flachgau	11	12	0	0	0	8	2	0
UW Goeming	38	34	32	0	0	10	3	0
UW Hof	48	47	41	41	41	9	0	0
UW Strobl	14	15	14	14	14	15	14	13
Summe Flachgau	112	108	87	56	55	42	19	13
UW Eicht	35	40	28	21	19	24	23	21
UW Hagenau	58	62	36	58	56	59	51	68
UW Mitte	41	42	42	42	41	42	42	42
UW Taxach	32	33	30	30	21	30	18	27
Summe Stadt Salzburg	166	177	135	152	137	155	134	158
UW Annaberg	30	31	31	31	14	15	6	6
UW Golling	15	0	0	0	0	0	0	0
UW Oberalm	20	0	0	0	0	0	0	0
Summe Tennengau	65	31	31	31	14	15	6	6
UW Angertal	0	0	0	0	0	0	0	0
UW Flachauwinkl	0	0	0	0	12	19	15	10
UW Lend	0	0	0	0	0	9	8	0
UW Pongau	0	0	0	0	0	13	10	9
UW Reitdorf	0	0	0	0	30	16	12	17
KW Böckstein	0	0	0	0	16	2	2	13
Summe Pongau	0	0	0	0	59	59	46	49
UW Lungau	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Lungau	0	0	0	0	0	0	0	0
UW Hinterglemm	21	22	22	23	22	35	34	33
UW Maishofen	32	33	33	33	0	24	0	22
UW Mittersill	4	6	6	0	0	0	0	0
UW Pinzgau	10	0	0	0	0	0	0	15
UW Saalfelden	28	28	28	28	10	10	0	0
KW Dießbach	0	0	0	0	0	6	5	5
KW Wald	2	2	0	0	0	4	3	0
Summe Pinzgau	97	91	89	84	32	79	43	75
Summe Salzburg	440	407	341	322	297	351	248	302

Tabelle 7 zeigt die historische Entwicklung der verfügbaren Kapazitäten auf Netzebene 4 (Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk). Unter Berücksichtigung der gebuchten Kapazitäten beschreibt diese Tabelle, wie viele freie Einspeisekapazitäten noch zur Verfügung stehen. Diese Werte ändern sich, wenn neue Erzeugungsanlagen in Betrieb gehen, wenn sich die Leistung im Umspannwerk ändert oder wenn zusätzliche Umspannwerke errichtet werden (und sich damit die Versorgungsgebiete ändern).

Jene Anlagen, welche direkt in der Netzebene 3 (110 kV-Leitung bzw. 110 kV-Abgang im Umspannwerk) angeschlossen werden, sind in Tabelle 6 bzw. Tabelle 7 nicht dargestellt. Die genutzten und gebuchten Kapazitäten der NE3 haben aber Auswirkungen auf die darunterliegenden Netzebenen. Neben den hier aufgelisteten gebuchten Kapazitäten der NE4 bis NE7, welche im Q1/2026 insgesamt 458 MW betragen haben (siehe Tabelle 6) sind auf der NE3 weitere knapp 700 MW an Einspeise-Leistung angefragt worden (Stand 30.03.2026).

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)

Im Zuge des Smart Meter Rollouts werden auch alle neu errichteten Trafostationen mit Zählern ausgestattet, um ein gemessenes Profil der Summenauslastung der Trafostation zu erhalten. Aktuell stehen diese Daten nur bei vereinzelt Stationen zur Verfügung. Der überwiegende Teil der Trafostationen ist mit Schleppzeiger-Amperemetern ausgestattet. Diese werden zumindest im drei-Jahres-Zyklus abgelesen, der Wert dokumentiert und der Schleppzeiger wieder zurückgesetzt. Als Information steht somit die Maximalauslastung der Trafostation (als Strom-Wert) zur Verfügung. Es liegt jedoch keine Information darüber vor, wann und oder wie oft dieser Wert innerhalb des Jahres aufgetreten ist.

Da nur der Betrag des Stromes abgelesen werden kann, ist ebenso nicht ersichtlich, wie sich dieser Leistungswert auf Wirk- und Blindleistung aufteilt. Noch entscheidender ist: es liegt auch keine Information über das Vorzeichen der Lastflussrichtung vor. Historisch gesehen, war diese Information nicht relevant, da typischerweise davon ausgegangen werden konnte, dass die Leistung in Bezugsrichtung aufgetreten ist. Mit dem Zubau an dezentralen Einspeisern auf NE 7 und NE 6 kann diese Aussage heute so nicht mehr getroffen werden. Die maximale abgelesene Leistung ist in vielen Ortsnetzen auch jene in Rückspeiserichtung. Aus aktueller Sicht kann mit den verfügbaren Messwerten nur die Aussage getroffen werden, wie stark die bestehenden Transformatoren thermisch ausgelastet sind.

Die Auswertung der Schleppzeigerwerte zeigt, dass sich die verschiedenen Trafogrößen (bezogen auf ihre Nennleistung) in ihrer Charakteristik sehr ähnlich verhalten. Die strategische Zielsetzung ist, dass die Transformatoren grundsätzlich eine hohe Auslastung haben sollen, sodass die vorhandenen Betriebsmittel gut genutzt sind. Gleichzeitig darf aber auch keine Überlastung auftreten. Der Großteil der Trafostationen bewegt sich genau im Bereich der strategischen Zielsetzung.

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

Alle Umspannwerke (110 kV / Mittelspannung) sind von der Leitstelle aus ferngesteuert schaltbar und überwacht. Beinahe alle Umspannstationen (Mittelspannung / Mittelspannung, z.B. 30/10 kV) sind ferngesteuert. Aktuell befinden sich im Netzgebiet der Salzburg Netz GmbH folgende Anzahl an fernsteuerbaren Anlagen:

- › Ferngesteuerte Umspannwerke, Umspannstationen und Kraftwerke: 88
- › Ferngesteuerte Transformatorstationen: 416

Zukünftig werden Fernsteuerungen praktisch ausschließlich in neuen bzw. neuwertigen Trafostationen und Schaltstationen mit gasisolierten Schaltanlagen realisiert. Im Zuge von Verkabelungsprojekten mit Stationsneubauten werden typischerweise jene Stationen ferngesteuert ausgeführt, in denen sich drei oder mehr Leitungen treffen. Ziel ist, dass langfristig alle relevanten „Verzweigungen“ im Mittelspannungsnetz ferngesteuert ausgeführt werden. Neue ferngesteuerte Stationen werden standardmäßig mit einer ferngemeldeten Kurz- und Erdschluss-erfassung auf allen Abgängen ausgestattet. Der Netzbetrieb erhält somit einerseits wertvolle Betriebs- und Störinformationen aus dem Netz und kann andererseits, via ferngesteuerte Schalter, schnelle Handlungen setzen.

Im Zusammenhang mit der ausgearbeiteten Standardisierung von ferngesteuerten Stationen werden aktuell rund 15 bis 20 Stationen pro Jahr ferngesteuert ausgeführt.

Mit Hilfe der Messwerte der dezentralen Anlagen ergibt sich ein deutlich genaueres Monitoring des Netzes. Dies bewirkt einerseits Verbesserungen in der Netzberechnung bei der Beurteilung von neu anzuschließenden Anlagen. Andererseits erhält man wesentlich präzisere Informationen wie stark das Netz tatsächlich ausgelastet ist und wie viel Reserven vorhanden sind. Ohne diese zusätzliche Sensorik muss in der Netzplanung mit dem „Worst-Case“ Szenario gerechnet werden. Im Rahmen von einigen Forschungsprojekten hat sich gezeigt, dass allein durch ein genaues Monitoring das bestehende Netz deutlich höher ausgelastet werden kann. Dies wirkt sich vor allem vorteilhaft auf die Möglichkeit der Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaik) sowie zusätzlichen Bezugsanlagen (z.B. E-Auto-Ladestationen, Wärmepumpen) aus.

2 Planungsannahmen

Die ersten Versionen der Verteiler-Netzentwicklungspläne (V-NEP 2024) wurden auf freiwilliger Basis erstellt und bildeten damit einen wichtigen Ausgangspunkt für den weiteren Entwicklungsprozess. Mit dem Inkrafttreten des ElWG 2025 wurden die Rahmenbedingungen weiter konkretisiert, wodurch die aktuellen V-NEPs 2026 gezielt auf einer nun einheitlichen und verbindlichen Grundlage aufbauen können. Die V-NEPs orientieren sich einerseits an länderspezifischen Ausbauzielen, an eigenen Prognosen der Netzbetreiber sowie an bundesweiten Ausbauzielen.

In einem parallelen Verfahren wurde im Rahmen des „Flexibility Needs Assessment (FNA)“ der Flexibilitätsbedarf unter Berücksichtigung der europaweiten Ausbauziele bestimmt. Derzeit bestehen noch Unterschiede in den Annahmen zwischen ERAA (European Resource Adequacy Assessment), ÖNIP (Integrierter österreichischer Netzinfrastukturanplan) sowie den länderspezifischen Ausbauzielen.

Für die kommenden Berechnungen von FNA und V-NEP wird konsequent darauf hingearbeitet, die zugrunde liegenden Annahmen und Entwicklungsdaten weiter zu harmonisieren. Die Zusammenarbeit zwischen Verteilnetzbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörde wird dabei gezielt intensiviert, um eine einheitliche und transparente Planungsbasis sicherzustellen. Ziel ist es, eine noch engere Verzahnung der Planungsinstrumente zu erreichen und die Konsistenz über alle Ebenen hinweg zu erhöhen.

2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools

Grundlage für die Netzentwicklungsplanung stellen einerseits die energiepolitischen Zielsetzungen des Landes Salzburg dar, andererseits der prognostizierte Leistungszuwachs entsprechend der beobachteten historischen Daten.

Der „Masterplan Klima+Energie 2030“ des Landes Salzburg (Quelle: <https://www.salzburg.gv.at/umweltnaturwasser/Documents/Umwelt/MasterplanKlimaEnergie2030.pdf>) aus dem Jahr 2021 beschreibt die politischen Zielvorgaben für das Jahr 2030. Dieser Bericht beschreibt die konkreten Ausbauziele der erneuerbaren Stromerzeugung im Bundesland Salzburg. Auch Ziele im Bereich der E-PKWs, dem „Phase-Out“ von Ölkesseln und der Fernwärmestrategie werden genannt. Diese Zielzahlen lassen Rückschlüsse auf den zusätzlichen Stromverbrauch durch E-Ladestellen sowie Wärmepumpen zu. Der Zeithorizont dieses Verteiler-Netzentwicklungsplans beträgt 10 Jahre und reicht somit in das Jahr 2034. Diese Zielzahlen können als Extrapolation fortgeschrieben werden.

Im Bereich der Photovoltaik-Einspeisung stehen über den Solarkataster Informationen zu den Dachflächenpotenzialen zur Verfügung. Folgende Diplom-/Masterarbeiten

- › Murbacher, A: *Analyse der notwendigen Niederspannungsnetzentwicklung bei Ausschöpfung der Photovoltaik-Dachflächenpotenziale*, Montanuniversität Leoben, 2024
- › Naumann, C: *Methodik zur Ermittlung des Photovoltaik Potentials im Bundesland Salzburg*, Hochschule Mittweida, 2023
- › Radauer, M: *Automatisierung und Digitalisierung im Verteilnetz der Salzburg Netz GmbH*, Hochschule Mittweida, 2019

analysieren dieses Solar-Potenzial und rechnen dies in tatsächlich nutzbare elektrische Erzeugungsleistungen um. Weiters sind diese Dachflächen nach Eignung kategorisiert. Die Zahlen geben somit Aufschluss über die potenziell installierbare PV-Einspeiseleistung und werden dem aktuellen Ausbaugrad gegenübergestellt. Diese Informationen stellen einen wesentlichen Bestandteil des Netzentwicklungsplans dar.

Weiters werden die historischen Leistungsentwicklungen beobachtet und analysiert. Vor allem in Bezugsrichtung stellen diese für viele großräumige Netzgebiete einen stabilen Trend dar und lassen somit Prognosen für die zukünftigen Leistungsanforderungen zu.

2.2 Ausblick für Einspeisung

Der Salzburger "Masterplan Klima+Energie 2030" beschreibt den Zubau an erneuerbaren Erzeugern (als Energiemenge) ausgehend vom Veröffentlichungsjahr 2021 zum Zieljahr 2030. Unter der Annahme von typischen Volllaststunden für Wasserkraft (4.400 h/a), Windkraft (20.500 h/a), Photovoltaik (1.000 h/a) sowie KWK-Anlagen (1.600 h/a) ergeben sich die in Tabelle 8 dargestellten Leistungswerte.

Tabelle 8: Zuwachs der erneuerbaren Erzeugung ausgehend vom Veröffentlichungsjahr 2021 bis zum Zieljahr 2030 entsprechend Klimaziele Salzburg (Spalte 2 und Spalte 3) sowie der prognostizierte maximale Anstieg (Spalte 4):

Technologie	Ziel 2030 Anstieg Jahreserzeugung	Ziel 2030 Anstieg Installierte Leistung	Prognose 2030 Anstieg Installierte Leistung
Wasserkraft	+ 220 GWh	+ 50 MW	+ 100 MW
Windkraft	+ 250 GWh	+ 100 MW	+ 200 MW
Photovoltaik	+ 500 GWh	+ 500 MW	+ 600 MW
KWK	+ 80 GWh	+ 50 MW	+ 100 MW
Summe	+ 1050 GWh	+ 700 MW	+ 1000 MW

Ergänzend zu diesen politischen Zielsetzungen werden auch die Daten der historischen Entwicklungen sowie bekannte Projekte herangezogen, um einen Prognosewert zu erstellen. Diese Werte finden sich in der Spalte 4 der Tabelle 8 und beschreiben den erwarteten Rahmen. Aus diesen Daten heraus wird nun ein „Minimal- und Maximal-Szenario“ gebildet. Der Zuwachs von bis zu +1.000 MW bis zum Jahr 2030 entspricht knapp einer Verdopplung im Vergleich zu 2024 mit einer installierten Erzeugungsleistung von 1.287 MW.

Am Beispiel der Photovoltaik wird in Abbildung 2 der historische Verlauf mit den Zielsetzungen gegenübergestellt. Ausgangspunkt stellt der PV-Anstieg von +600 MW dar. Dieser wird in drei Szenarien „Erreichung im Jahr 2030 (rot)“, „Erreichung im Jahr 2040 (gelb)“ und „Erreichung im Jahr 2050 (grün)“ gegenübergestellt.

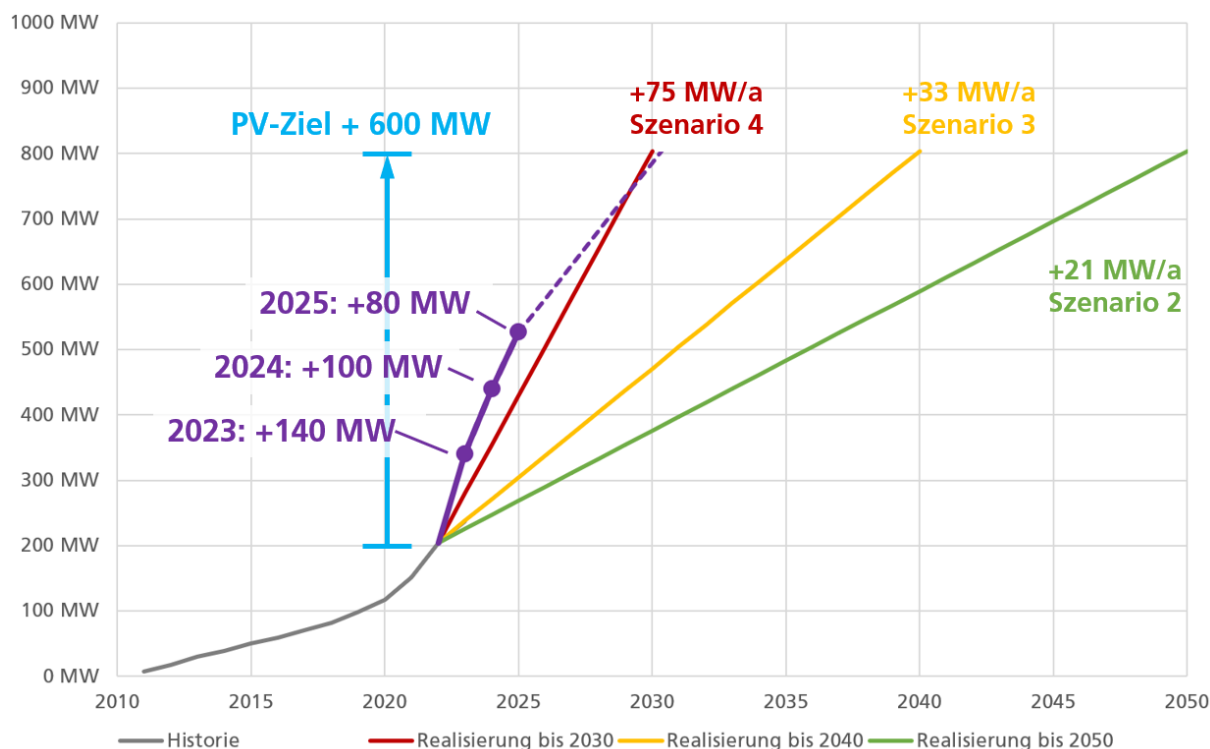


Abbildung 2: Historischer und prognostizierter Verlauf der installierten Photovoltaik-Leistung

Die graue Linie in Abbildung 2 zeigt den historischen Verlauf der installierten Photovoltaikleistung bis 2022. Die rote Referenzlinie zeigt, dass durchschnittlich +75 MW Jahreszuwachs notwendig sind, um den Wert +600 MW bis 2030 zu erreichen. Die violette durchgezogene Linie zeigt den tatsächlichen Zuwachs seit 2022, welche über der politischen Zielsetzung liegt. Selbst bei einem deutlichen Rückgang dieser jährlichen Zuwachsraten erscheint aus aktueller Sicht der Zuwachs von +600 MW bis 2030 als sehr realistisch (siehe weiterführende violett strichlierte Linie).

2.3 Ausblick für Lasten

Entsprechend des Salzburger "Masterplan Klima+Energie 2030" sowie der Klima- und Energieziele (siehe #mission2030) ist in den nächsten Jahren auch in Bezugsrichtung mit einer stark ansteigenden Spitzenleistung im Stromnetz zu rechnen. Als wesentliche Treiber sind folgende Punkte für Salzburg zu nennen:

- › Wärmepumpen
- › Elektromobilität
- › Tourismus
- › Gewerbe, Haushalt

Mit dem jährlichen Zuwachs an Wärmepumpen rechnen wir bis zum Jahr 2030 mit einem Anstieg von etwa +60 MW. Entsprechend der historischen Entwicklungen und der geplanten Projekte ist im Bereich Tourismus von einem Zuwachs von +60 MW auszugehen. Im Bereich Gewerbe und Haushalt wird historisch ein relativ konstanter Leistungszuwachs beobachtet, sodass hier von einem Gesamtzuwachs von +80 MW ausgegangen wird.

Der Bereich Elektromobilität stellt aus aktueller Sicht die größte Unbekannte dar. Entsprechend der politischen Zielsetzungen wird im Bereich der E-PKWs eine vollständige Elektrifizierung angestrebt. Annahme für die Kalkulation des übergeordneten Netzes sind 2 kW pro E-PKW (unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren). Dementsprechend ergibt sich mit den Durchdringungsraten der E-Mobilität ein entsprechender Bedarf an elektrischer Bezugsleistung.

Abbildung 3 zeigt unterschiedlichen Durchdringungsszenarien der E-PKWs. Eine vollständige Substitution der aktuell in Salzburg gemeldeten PKWs durch E-PKWs würde zu einer zusätzlichen Netzbezugsleistung von etwa +700 MW führen. Dieses Szenario ist mit den Zieljahren 2030 (rot), 2040 (gelb) sowie 2050 (grün) dargestellt. Da ein allgemeiner leichter Anstieg an Fahrzeugen einkalkuliert ist, erreicht z.B. die 2050-Kurve einen höheren Endwert als 700 MW.

Die graue Kurve sowie die violette durchgezogene Kurve zeigen die historische Entwicklung bzw. den aktuellen Trend. Dieser Trend, linear fortgesetzt, ergibt die violett strichlierte Linie. Abbildung 3 zeigt, dass die E-Mobilität einen starken (prozentuellen) Zuwachs hat. Gleichzeitig ist die Durchdringung an E-PKWs (bezogen auf die Ziel-Hochlaufkurve) noch relativ am Anfang. Dementsprechend lässt sich aus dem „flachen“ aktuellen Trend heraus nur schwer prognostizieren, wie sich die Kurve weiterentwickeln könnte, speziell auch die Frage, wann der verhältnismäßig starke Knick nach oben erfolgen wird.

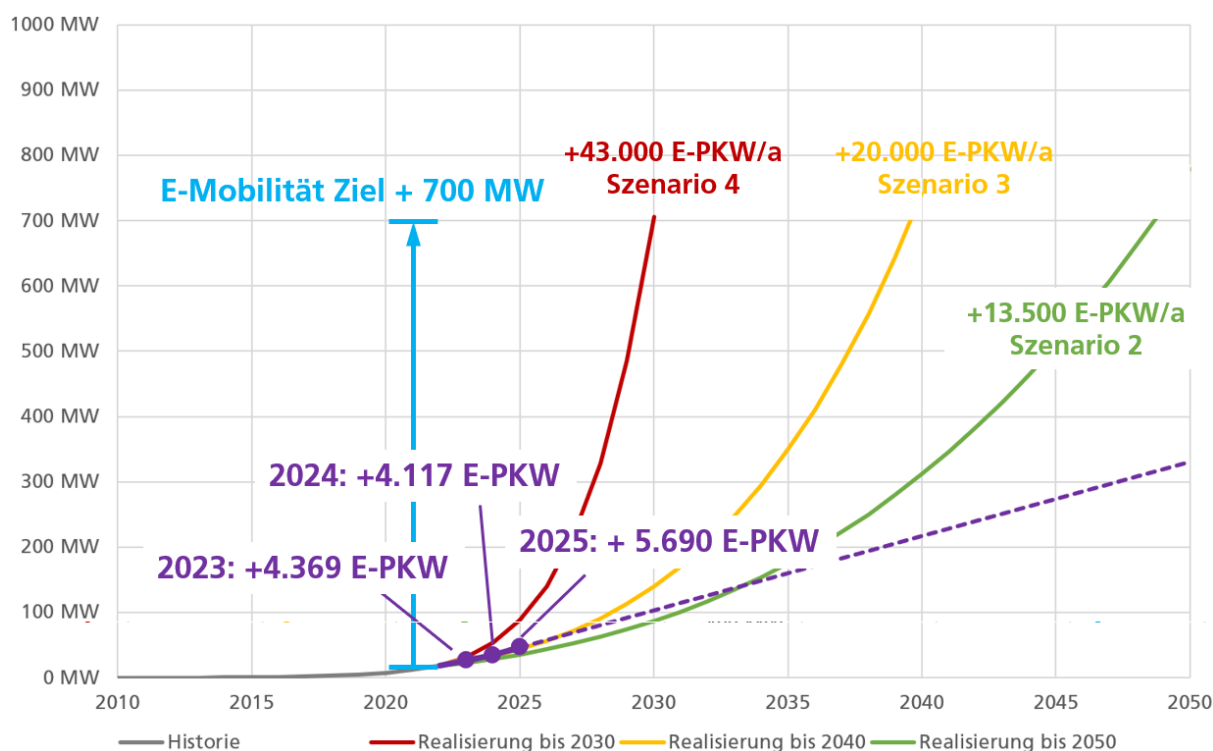


Abbildung 3: Entwicklungsszenarien des E-PKW Ladeleistungsbedarfs

In der Netzplanung wird aktuell von einer Durchdringung bis zum Jahr 2030 von 100.000 E-PKWs ausgegangen, was zu einer Leistungserhöhung durch die E-Mobilität von +200 MW führen würde. Die Summe der erwarteten Leistungszuwächse über alle Kategorien beträgt somit

+400 MW. Bezogen auf die aktuelle Netzhöchstlast von rund 850 MW entspricht dies einem Zuwachs der Verbrauchsspitze von rund +50%.

2.4 Ausblick für Speicher

In den Zielsetzungen des Salzburger "Masterplan Klima+Energie 2030" ist die Entwicklung im Bereich der Speicher noch nicht adressiert. Entsprechend der aktuell angefragten Netzkapazitäten zeigt sich, dass (Batterie-)Speicher momentan den dominierenden Treiber darstellen. Die tatsächliche Umsetzungsquote ist derzeit nicht prognostizierbar.

Aktuell (Stand 12.05.2026) liegen für das Netzgebiet der Salzburg Netz insgesamt **930 MW** an **angefragter Speicherleistung** (mit einem Energieinhalt von **1.916 MWh**) vor. Diese (Einspeise)-Anfragen wurden offiziell seitens Netzbetreiber behandelt und beantwortet. Diese Leistung übersteigt die aktuelle Netzhöchstlast des Netzgebietes Salzburg.

Das Betriebsverhalten dieser Speicher wird typischerweise durch den Energiemarkt bzw. durch einen Regelernergieabruf bestimmt. Dies bedeutet für Verteilernetzbetreiber, dass jederzeit der volle Leistungsabruf möglich ist. Selbst wenn nur ein geringer Anteil der Speicheranfragen zur Umsetzung gelangt, bedeutet dies einen erheblichen Netzausbaubedarf für das Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH.

3 Planungsgrundsätze und -methoden

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung

Versorgungssicherheit

Im Normalbetrieb werden alle Netzkunden ganzjährig mit einer Netzqualität gemäß der geltenden technischen Regeln versorgt. Das Stromnetz ist so konzipiert, dass auch im Störfall eine großflächige Versorgung der Kundenanlagen - unter Einhaltung der normgemäß geforderten Spannungsqualität - sichergestellt werden kann.

In der strategischen Ausbauplanung werden folgende Ziele verfolgt:

- › Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- › Reduktion der Störungsanzahl
- › Reduktion der Störungsdauer

Eine bewährte Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist der Übergang von Stichtanbindungen hin zu mehrseitigen Anbindungen („Einschleifung von Anlagen“). Weiters trägt auch die Bildung von kleineren Teilnetzen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.

Die Verkabelung von Mittelspannungsfreileitungen stellt eine sehr wirksame Maßnahme zur Reduktion der Störungsanzahl dar. Die Verkabelungsprojekte werden hierbei entsprechend einer langjährigen Aufzeichnung der Störanfälligkeit konkreter Freileitungsabschnitte priorisiert.

Im Falle einer Netzstörung verfolgt die Salzburg Netz GmbH das Ziel, eine möglichst schnelle Wiederversorgung zu gewährleisten. Die Störungsdauer kann vor allem durch den verstärkten Einsatz von Fernsteuerungen reduziert werden. Die Wiederversorgung erfolgt in der Regel zuerst durch ferngesteuerte Schalthandlungen und anschließend durch manuelle Umschaltmaßnahmen vor Ort. In ländlichen Netzstichen und einzelnen Stationen werden auch mobile Notstromaggregate zur Wiederversorgung eingesetzt.

NOVA – Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau

Beim NOVA („Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau“) - Prinzip ist die Zielsetzung, das Bestandsnetz optimal zu nutzen und erst dann vorausschauende Netzausbaumaßnahmen zu setzen. Kernelement dieses Prinzips stellen die in Kapitel 1.7 beschriebenen Digitalisierungsmaßnahmen dar. Der erste Schritt besteht im verstärkten Einsatz von Sensorik und somit einem ausgedehnten Netzmonitoringsystem. Umso genauer die aktuelle Netznutzung bekannt ist, desto mehr kann man sich den absoluten technischen Grenzen des Netzes nähern. Im zweiten Schritt werden automatische Regelungsalgorithmen (z.B. im Bereich der Spannungsregelung) verwendet, um bei geeigneten Rahmenbedingungen (z.B. homogene Netzgebiete) Grenzwertänderungen zuzulassen. Im dritten Schritt werden dann aktive Eingriffsmöglichkeiten eingesetzt, um bei Netzengpässen Maßnahmen setzen zu können (siehe auch Kapitel 5)

Die (n-1) Sicherheit im 110-kV-Netz

Das (n-1)-Kriterium ist in Verteilernetzen mit einer Nennspannung ≥ 110 kV dann erfüllt, wenn nach störungsbedingten Ausfällen von Betriebsmitteln folgende Auswirkungen ausgeschlossen werden:

- › Auftreten von dauerhaften Grenzwertverletzungen im Hinblick auf Netzbetriebsgrößen (z.B. Betriebsspannungen, Spannungsbänder, Netzkurzschlussleistungen) und von Betriebsmittelbeanspruchungen (z.B. Strombelastungen), die zur Gefährdung eines sicheren Systembetriebes oder zur Zerstörung bzw. zu einer unzulässigen Lebensdauerbeanspruchung von Betriebsmitteln führen.
- › Auftreten von dauerhaften Versorgungsunterbrechungen trotz Einbeziehung von momentan verfügbaren Redundanzen in parallelbetriebenen Netzen ≥ 110 kV und nachgelagerten Verteilernetzen sowie in Anlagen der Netznutzer:innen.
- › Auftreten von Folgeauslösungen durch Ansprechen nicht direkt von der Störung betroffener Schutzgeräte (Auftreten der Gefahr einer Störungsausweitung).

Im Netzentwicklungsplan wird dieses (n-1)-Kriterium entsprechend berücksichtigt. Bei steigendem Leistungsbedarf im Verteilernetz, stellt die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums einen wesentlichen Treiber für den benötigten Netzausbau dar. Dies sind einerseits Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz selbst. Andererseits sind dies auch Investitionen im Mittelspannungsnetz, mit deren Hilfe eine Redundanz durch Umschaltverbindungen für das überlagerte Hochspannungsnetz realisiert werden kann.

Teilnetze im 110-kV-Verteilernetz

Der Bedarf an Übergabestellen „Übertragungsnetz / Verteilernetz“ ergibt sich unter anderem aus folgenden Gründen:

- › Leistungsbedarf im 110 kV-Netz
- › Einhaltung der (n-1)-Sicherheit im 110 kV-Netz
- › Langfristige Einhaltung der Löschgrenzen

Das 110 kV-Hochspannungsnetz wird im Normalfall gelöscht betrieben. Mit einer steigenden Anzahl an 110 kV-Kabelstrecken gilt es die Löschgrenzen des 110 kV-Teilnetzes zu berücksichtigen. Der aktuell eingesetzte 110 kV-Standardkabeltyp weist einen etwa 50-fach höheren Löschbedarf auf als eine 110 kV-Freileitung mit gleicher Übertragungsfähigkeit. Dementsprechend bewirken bereits verhältnismäßig kurze Kabelstrecken einen nicht zu vernachlässigenden Löschbedarf. Mit Hilfe von zusätzlichen Übergabestellen an das Übertragungsnetz können neue 110 kV-Löschbezirke gebildet werden und somit für jedes Netzgebiet die Einhaltung der Löschgrenze sichergestellt werden.

Mittelspannungsnetz – Verkabelungsstrategie

Das Mittelspannungsnetz (30, 16, 10 und 5 kV) ist in der Regel als Strahlennetz mit betrieblich offenen Ringverbindungsmöglichkeiten konzipiert. In der Stadt Salzburg und in einzelnen dezentralen Netzgebieten werden davon abweichend gezielt geschlossene Netze betriebl. Ländliche Netzausläufer sind als Netzstich ohne Umschaltverbindung ausgeführt.

Im Mittelspannungsnetz der Salzburg Netz GmbH ist die Motivation für eine Verkabelung durch folgende drei Punkte begründet:

- › Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- › Gewährleistung der Leistungsfähigkeit
- › Gewährleistung der Spannungsstabilität

In Salzburg ist ein großer Anteil der Störungen im Mittelspannungsnetz auf Ereignisse auf gefährdeten Freileitungen zurückzuführen (z.B. Baumwurf, atmosphärische Einwirkung, ...). Daher wird seit Jahren die Strategie verfolgt, gezielt diese störanfälligen Freileitungen zu verkabeln. Seit über 20 Jahren wird jedes einzelne Störereignis elektronisch dokumentiert und den betroffenen Freileitungsabschnitten zugeordnet. Gleichzeitig wird für jedes Ereignis berechnet, wie viele Ausfallsminuten („ASIDI-Wert“) die Einzelstörung verursacht hat. Diese beiden Informationen werden verknüpft, sodass die Aussage getroffen werden kann, welche Ausfallsdauer auf einen einzelnen Freileitungsabschnitt zurückzuführen ist. Dieser Kennwert stellt die Grundlage für die Verkabelungsreihenfolge nach den ASIDI Kennwerten dar.

Ein zweiter wesentlicher Aspekt sind Übergänge von Freileitungs- auf Kabelnetze. Durch die unterschiedlichen Leitungsparameter kommt es genau an diesen Übergangsstellen zu unerwünschten Effekten. Zum Teil können diese durch den Einsatz von Überspannungsableitern an den Übergangsstellen verringert werden. Dennoch zeigt sich, dass genau diese Übergangsstellen einen überproportional häufigen Fehlerort darstellen. Mit diesem Hintergrund besteht die Strategie, bei Verkabelungsprojekten auf möglichst durchgängige Kabelstrecken mit wenig Kabel-Freileitungsübergängen zu achten.

Verkabelungsprojekte werden auch angestrebt, um die Leistungsfähigkeit des Netzes zu erhöhen. Neben einer Erhöhung der thermischen Übertragungsfähigkeit ist in ländlichen Netzgebieten vor allem die höhere Transportfähigkeit von Mittelspannungskabeln gegenüber Freileitungen zu nennen. Bei langen Mittelspannungsleitungen ist typischerweise der Spannungseinbruch bzw. die Spannungsanhebung am Ende der Leitung das maßgebliche Kriterium dafür, wie viel Verbraucher und dezentrale Erzeuger angeschlossen werden können. Mittelspannungskabel weisen eine deutlich geringere (Längs-)Induktivität im Vergleich zu Freileitungen auf. Dies bewirkt eine bessere Spannungshaltung, sodass mehr Kund:innen angeschlossen werden können. Auch eine abschnittsweise Verkabelung bringt diese positiven Effekte mit sich. Das Bestandsnetz kann dadurch aufgewertet werden.

Neben den strategischen Verkabelungsprojekten werden laufend sinnvolle Mitverlegungsmöglichkeiten für Verkabelungen geprüft. Typische Mitverlegungsmöglichkeiten ergeben sich z.B. im Zuge von Straßensanierungen, Errichtung von Radwegen, Seilbahnprojekten und Wasserleitungen. Grundvoraussetzung ist, dass sich durch diese Mitverlegungen für das Stromnetz jedenfalls wirtschaftliche Vorteile ergeben (im Vergleich zur separat durchgeführten Verkabelung). Gerade wenn die Sparten unterschiedliche Anforderungen an die Künette haben (z.B. unterschiedliche Verlegetiefen, unterschiedlich vorgeschriebene Mindestabstände bzw. fest zugewiesene Bereiche Straße/Gehsteig) könnte es auch zu negativen wirtschaftlichen Ergebnissen durch gemeinsame Verlegung kommen.

Verkabelungsprojekte im Mittelspannungsbereich werden häufig durch kurzfristige (Kund:innen-) Anforderungen sowie Mitverlegungsmöglichkeiten ausgelöst. Hier sind zum Teil schnelle Reaktionszeiten erforderlich, um im Sinne des übergeordneten Netzkonzepts ein technisch-wirtschaftliches Optimum zu erzielen. Aus diesem Grund können konkrete Mittelspannungsprojekte häufig nicht über mehrere Jahre im Vorhinein geplant werden. Im vorliegenden Netzentwicklungsplan sind daher im Bereich der Mittelspannungsebene vor allem die strategischen Grundsätze dargestellt.

Verkleinerung der Mittelspannungs-Teil-Netzgrößen

Allgemein wird in Salzburg die Strategie verfolgt die Teilnetze in der Mittelspannungsebene zu verkleinern. Die Motivation hierfür sind im Wesentlichen in den folgenden beiden Punkten begründet:

- › Gewährleistung der Versorgungsqualität
- › Langfristige Einhaltung der Löschbezirksgrenzen

Die Verkleinerung der Teilnetze bewirkt eine Verbesserung der Versorgungsqualität, da bei kurzzeitigen Störungen eine geringere Anzahl an Kund:innen betroffen ist. Dies gilt speziell für kurzzeitige Spannungseinsenkungen. Diese Ereignisse haben typischerweise eine Fehlerdauer von weniger als eine Sekunde und betreffen alle Kund:innen, welche aus diesem Mittelspannungsteilnetz versorgt werden. Kund:innen in anderen Teilnetzen sind hiervon praktisch nicht betroffen. Aus diesem Grund ist es das Ziel die Anzahl an Mittelspannungsteilnetze zu erhöhen und die einzelnen Teilnetze so klein wie möglich zu gestalten, sodass ein einzelnes Ereignis möglichst wenig Kund:innen betrifft.

Das Mittelspannungsnetz wird ebenso wie das Hochspannungsnetz „gelöscht“ betrieben. Dies hat den Vorteil, dass ein einfacher Fehler („Erdschluss“) zu keinem Versorgungsausfall führt und die Kund:innen hiervon nicht betroffen sind. Technisch wird dies realisiert, indem eine abgestimmte Induktivität genau der Leitungskapazität entgegenwirkt. Die maximal mögliche Größe der Induktivität wird von verschiedenen Einflussfaktoren bestimmt. Im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH wird allgemein eine Dimensionierungsgröße von 400 A angestrebt, um den lokalen Erdungsverhältnissen gerecht zu werden (Thema: „Erdschlussreststrom und Erdungsspannung“). Die Kapazitäten und damit die Blindleistungserzeugung von Kabeln sind in der Mittelspannung etwa 20 bis 30-mal größer als von vergleichbaren Freileitungen. Die Verkabelungsstrategie auf der Mittelspannungsebene erfordert daher eine Verkleinerung der Mittelspannungsteilnetze, um die maximale „Löschbezirks-Größe“ von 400 A einzuhalten.

Die Verkleinerung der Teilnetze und die damit verbundene Erhöhung der Anzahl an Teilnetzen kann nur durch eine galvanische Trennung erreicht werden. Dies bedeutet, dass eine höhere Anzahl an Umspannwerken benötigt wird, um die Sammelschienen (gleichbedeutend mit Teilnetzbereichen) mit einem eigenen Umspanner zu versorgen. Die Verkabelungsstrategie in der Mittelspannungsebene stellt daher einen wesentlichen Treiber für den Ausbau des Hochspannungsnetzes und den Bedarf an zusätzlichen Umspannwerken dar.

Spitzenkappung

Das ELWG erlaubt gemäß §101 die Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen. Bei Windkraftanlagen beträgt diese bis zu 15 % der Maximalkapazität. Bei Photovoltaikanlagen besteht das Recht der Reduktion auf 70 % der Modulspitzenleistung. Der Netzbetreiber hat im Bedarfsfall das Recht die Einspeiseleistung auf die genannten Werte zu reduzieren.

Dies erlaubt es, dass in der Anschlussbeurteilung die neuen Erzeugungsanlagen (welche der oben genannten Regelung unterliegen) mit einer geringeren Leistung beurteilt werden. Im Umkehrschluss können dadurch vorhandene Kapazitäten besser genutzt und mehr Erzeugungsanlagen angeschlossen werden.

Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs

Der Einsatz von Flexibilität ist die Erweiterung des NOVA-Prinzips (siehe Kapitel 3.1) zum NOXVA-Prinzip. Dieses steht für „Netzoptimierung vor X-Flexibilität vor Verstärkung vor Ausbau“. Der Einsatz von Flexibilität steht hier allgemein für Nutzung von intelligenten Netzelementen, Speichern, Lastmanagement (Anpassung des Stromverbrauchs), flexiblen Erzeugungsanlagen und Power-to-Heat-Anwendungen.

Zielsetzung des Flexibilitätseinsatzes ist es, die zukünftigen Anforderungen an das Verteilernetz mit möglichst geringen Netzausbaumaßnahmen zu erfüllen. Entsprechend der Planungsannahmen aus Kapitel 2 liegen für das gesamte Netzgebiet die zu erwartenden Leistungssteigerungen in den nächsten Jahren vor. Zeithorizont sind hierbei die langfristigen Ausbauziele der nächsten 10 bis 20 Jahre.

Demgegenüber steht die aktuelle Auslastung der Umspannwerke. Für jedes Umspannwerk wird ermittelt, wie stark die angeschlossene Leistung steigen darf, bis es zu einer Grenzwertverletzung kommt. Die Betrachtung umfasst hierbei sowohl die thermischen Belastungsgrenzen der Betriebsmittel als auch die Spannungsgrenzen. Letztere sind typischerweise vor allem in der NE5 relevant. Im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH sind alle Umspannwerke (HSpG/MSpG) mit geregelten Umspannern ausgestattet, sodass die Mittelspannungssammelschiene (NE4) eine stabile Soll-Spannung aufweist. Der maximal zulässige Spannungsanstieg bzw. Spannungsabfall ist daher vor allem für das Mittelspannungsnetz relevant.

Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses der V-NEP-Ausgabe 2026 liegen noch nicht sämtliche erforderlichen Verordnungen vor. Insbesondere die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung 2026 ist notwendig, um die Rahmenbedingungen zu definieren, wie Verteilernetzbetreiber einen netzdienlichen Flexibilitätseinsatz abrufen können. Daher wird in dieser V-NEP Ausgabe in Kapitel 4.1 noch keine Aussage zur alternativen Beurteilung des Flexibilitätseinsatzes getroffen werden. Der Flexibilitätsbedarf wird erst mit Vorliegen der SNE-GV beurteilt und im V-NEP 2028 ausgewiesen.

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge

Hochspannungsebene

Die Hochspannungsebene (110 kV-Netz) ist dadurch gekennzeichnet, dass diese über das Leitsystem vollständig beobachtbar ist. In allen Umspannwerken werden die Spannungen und Ströme auf den 110 kV-Abgängen (Leitungen, Umspanner, ...) gemessen. Dementsprechend liegen für alle 110 kV-Leitungen Messwerte für Anfangs- und Endpunkt vor. Sofern nicht nur die Beträge von Spannung und Strom, sondern auch die Winkel zwischen Spannungen und Strömen gemessen werden, kann auch der Wirk- und Blindleistungsfluss beurteilt werden. Diese Winkelmessungen stellen mittlerweile den Standard im 110 kV-Netz dar.

Die Messwerte werden nicht nur als Momentanwerte am Leitsystem angezeigt, sondern auch mit einer Zeitauflösung von 15 Minuten in einem Archiv abgespeichert und sind dort typischerweise für einige Jahre abzurufen. Es ist somit eine detaillierte Aufzeichnung der historischen Leitungs- und Betriebsmittelbelastungen verfügbar.

Im Bundesland Salzburg ergeben sich für die Netzdimensionierung folgende relevante Lastfälle, welche betrachtet werden müssen:

- › Maximaler Netto-Bezug (typisch an den kältesten Wintertagen)
- › „Beschneigungsspitze“ in Skigebieten (typisch an einzelnen Tagen im November/Dezember)
- › Maximale Rückspeisung (typisch in den Sommermonaten)

Diese Lastflussfälle werden bei der Netzberechnung/Netzbeurteilung als Referenzlastflüsse hinterlegt. Ausgehend von diesen Referenzlastflüssen werden einerseits die (n-1)-Sicherheitsbeurteilungen (vgl. Kapitel 3.1) durchgeführt. Andererseits werden Lastentwicklungsszenarien bzw. konkrete Anschlussanfragen von diesen Referenzlastflüssen aus beurteilt.

Da es sich um reale Messwerte handelt, sind hier auch bereits automatisch die Gleichzeitigkeitsfaktoren beinhaltet. Die gemessene Betriebsmittelauslastung zeigt die Netto-Auslastungswerte, also den Brutto-Bezug, welcher bereits um die gleichzeitig auftretende Erzeugungsleistung verringert ist. Dies gilt ebenso für Einspeiseleistungen, welche nur noch vermindert (um den gleichzeitigen Bezug) in der Netzauslastung sichtbar sind.

Mittelspannungsebene

In der Mittelspannungsebene liegen derzeit nur an einzelnen Netzknoten exakte Messwerte vor. Umspannwerke sind im Normalfall vollständig mit Sensoren auf den relevanten Betriebsmitteln ausgestattet. Dementsprechend liegen für praktisch alle Mittelspannungsabgänge im Umspannwerk Messzeitreihen vor.

Wie im vorgehenden Kapitel „Hochspannungsebene“ beschrieben, werden auch für die Beurteilung der Mittelspannungsebene die relevanten Referenzlastflüsse herangezogen. Aufgrund der nicht vollständigen Datenbasis werden die modellierten Werte skaliert, sodass das Berechnungsergebnis mit den einzelnen Messwerten übereinstimmt. Dieser skalierte Lastfluss dient dann wiederum als Ausgangsbasis für die weiteren Netzberechnungen (Anschlussbeurteilungen, (n-1)-Sicherheitsrechnungen, Kurzschlussrechnungen, ...).

Niederspannungsebene

Die Grundsätzliche Vorgangsweise ist auf der Niederspannungsebene ident zu jener der Hoch- und Mittelspannungsebene. Im Niederspannungsnetz liegen jedoch noch keine Messwerte vor. Daher werden hier synthetische Lastprofile herangezogen, um für die zuvor beschriebenen Referenzlastflüsse die entsprechenden Knotenleistungen zu erhalten. Sofern z.B. über ON-Stationen mit Trafo-Auslastungsmessung eine genauere Datengrundlage vorliegt, wird diese entsprechend in der Netzberechnung berücksichtigt und angewendet.

4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4

Auf den folgenden Seiten ist je Projekt eine einseitige tabellarische Darstellung zu finden. Der Fokus liegt hierbei auf Projekten, welche hinsichtlich der Netzentwicklung relevant sind. Also jene Projekte, welche im Allgemeinen auch eine Auswirkung auf die Netzanschlusskapazitäten haben. Instandhaltungsprojekte (z.B. altersbedingter Tausch einer Schaltanlage) sind hier typischerweise nicht aufgelistet.

Neben dem Projektnamen („Projektbezeichnung“) erhält jedes Projekt eine eindeutige „Projektnummer“. Diese setzt sich zusammen aus dem Bundesland- bzw. Netzbetreiberkürzel, gefolgt vom Kalenderjahr der V-NEP-Ausgabe in dem das Projekt erstmals genannt wird, sowie einer fortlaufenden Nummer.

Die „Netzebene(n)“ beschreiben die direkt vom Projekt betroffenen Netzebenen. NE 1 beschreibt Leitungsprojekte des Übertragungsnetzes. Diese sind in den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber zu finden und ggf. hier mit einem Verweis aufgelistet. Änderungen oder Errichtung zusätzlicher Übergabestellen zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber fallen in NE 2. Projekte an Hochspannungsleitungen (typisch 110 kV-Leitungen) fallen unter die NE 3. Die Änderung oder Errichtung eines Umspannwerks betrifft die NE 4 und ggf. die NE 3, falls auch eine 110 kV-Anbindung betroffen ist. Die darunterliegenden Ebenen NE 5 (Mittelspannungsnetz), NE 6 (Trafostationen) und NE 7 (Niederspannungsnetz) sind hier nicht auf Einzelprojektbasis dargestellt. Die Kosten sind jeweils Gesamtkosten mit Preisbasis 2026.

Beim „Projektstatus“ wird zwischen „Planungsüberlegung“, „in Planung“, „in Umsetzung“ und „abgeschlossen“ unterschieden. Die „Art“ der Projekte ist typischerweise auf die Kategorien: „Leitung“, „Umspannwerk“ oder „Leitung und Umspannwerk“ begrenzt. Die „Gepl. IBN“ ist jeweils das geplante Inbetriebnahmejahr. Die Projektbeschreibung beinhaltet die Motivation, den Nutzen und die geplante Umsetzung des Projekts.

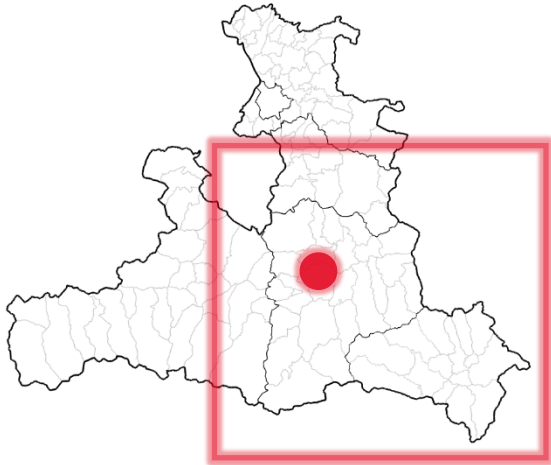
Die „Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazität“ sind typischerweise als „Delta-Werte“ angegeben. Somit wird hier die Frage beantwortet, um wieviel sich die Netzanschlusskapazität durch diese konkrete Maßnahme erhöhen wird, sowie auf welcher Ebene diese Erhöhung stattfinden soll. Weiters wird zwischen der „installierten Umspannerleistung“ und der „(n-1)-gesicherten Leistungserhöhung“ unterschieden. Die gesicherte Leistung ist relevant für die Beurteilung der verfügbaren Netzkapazitäten (vgl. Kapitel 1.5)

Bei Verteilernetzbetreibern wird es nur in Ausnahmefällen Projekte mit Auswirkungen auf vorgelagerte Netze geben. Die Leistungen mit den nachgelagerten Netzbetreibern sind vertraglich vereinbart. Dementsprechend gibt es auch hier keine Auswirkungen auf andere Netze. Das Feld wird dementsprechend bei fast allen Projekten leer bleiben.

Tabelle 9 zeigt einen Überblick aller Projekte der Netzebene 1 bis 4, welche in weiterer Folge detailliert beschrieben werden. Die Tabellensortierung erfolgt nach (geplantem) Inbetriebnahmejahr sowie der Projektnummer.

Tabelle 9: Überblick aller Projekte der Netzebenen 1 bis 4 der Salzburger V-NEP Ausgabe 2026

Nummer	NE	Projektbezeichnung	IBN
SNG 24-05	3	110 kV-Leitung Pongau – Golling (Ersatzneubau)	2024
SNG 24-07	4	UW Lungau (Trafotausch)	2024
SNG-24-01	2	380/110 kV-Knoten Pongau (Neubau)	2025
SNG 24-03	4	UW Dienten (Neubau)	2025
SNG 24-04	2,3	110 kV-Kabeltausch UW Hagenau (Ersatzneubau)	2025
SNG 24-06	4	UW Mitte (Erweiterung)	2026
SNG 24-08	4	UW Nassfeld (Erweiterung)	2026
SNG 24-09	4	UW Anthering (Neubau)	2026
SNG 24-10	4	UW Roidwalchen (Neubau)	2027
SNG 24-11	3,4	UW Tamsweg inkl. 110 kV-Leitung (Neubau)	2027
SNG 24-12	3,4	UW Maxglan inkl. 110 kV-Anbindung (Erweiterung/Neubau)	2028
SNG 24-13	4	UW Schwarzach (Erweiterung)	2028
SNG 26-01	3	110 kV-Leitung Schwarzach – Pongau (Neubau)	2028
SNG 24-14	4	UW Bramberg (Neubau)	
SNG 24-15	4	UW Tenneck (Neubau)	
SNG 26-02	2,3	380/110 kV-Knoten Elixhausen (Erweiterung)	
SNG 26-03	2,3,4	380/110 kV-Knoten Tauern (Erweiterung)	
SNG 26-04	3	110 kV-Leitung Tauerntunnel	
SNG 26-05	3	110 kV-Leitung „Golling – Oberalm“ (Ersatzneubau)	

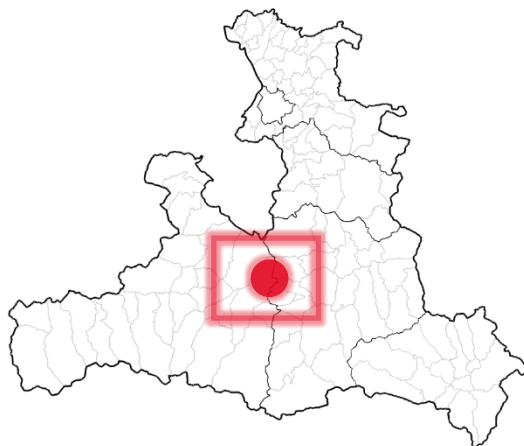
Projektbezeichnung: 380/110 kV-Knoten Pongau (Neubau)		IBN: in Betrieb seit 2025
Projektnummer: SNG-24-01	Netzebene: 2	Projektstatus: abgeschlossen
Spannungsebene: 380/110 kV	Art: Umspannwerk	
Projektbeschreibung Dieses Projekt ist Teil des APG Projekts 11-10 (siehe APG Netzentwicklungsplan 2023). Derzeit ist das Salzburger Verteilernetz an zwei Punkten mit dem Übertragungsnetz der APG verbunden. Dies sind der Knoten Hagenau (Stadt Salzburg) und der Knoten Kaprun. Der 380/110 kV-Knoten Pongau erhöht einerseits die Anbindungsleistung an das Übertragungsnetz. Dies ist notwendig, da die Kapazitäten der 110 kV-Verbindungen sowohl in Einspeise- als auch Bezugsrichtung nahezu erschöpft sind. Mit dieser zusätzlichen Netzabstützung wird eine Entlastung für das unterlagerte 110 kV-Netz erzielt, sodass dieses wieder freie Kapazitäten für Einspeiser und Verbraucher aufweist. Weiters stellt dieser Knoten im Pongau eine Redundanz für die beiden bestehenden Übergabestellen dar.		
		
Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten +400 MVA auf NE 3		
Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze keine Auswirkungen		
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt) Abgeschlossenes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des Flexibilitätsbedarfs		

Projektbezeichnung: UW Dienten (Neubau)		IBN: in Betrieb seit 2025
Projektnummer: SNG-24-03	Netzebene: 4	Projektstatus: abgeschlossen
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Umspannwerk	Kosten: 20 Mio. €

Projektbeschreibung

Errichtung des Umspannwerks Dienten. Dieses befindet sich in der 110 kV-Bestandstrasse Pongau – Dießbach/Pinzgau. Im Zuge der Umspannwerkseinbindung findet eine 110 kV-Teilverkabelung auf einer Länge von ca. 1 km als Doppelkabelsystem statt.

Dieses Umspannwerk hat einerseits einen Nutzen für das überlagerte 110 kV-Netz. Zukünftig stehen mit Kaprun/Tauern sowie St. Johann/Pongau zwei Übergabestellen zum Übertragungsnetz zur Verfügung. Der Knoten „UW Dienten“ stellt dann eine Trennmöglichkeit auf 110 kV-Netzebene zwischen den beiden APG Übergabestellen dar.



Andererseits hat dieses Umspannwerk einen regionalen Nutzen auf 30 kV-Ebene. Der Standort Dienten befindet sich räumlich ziemlich exakt in der Mitte zu den drei bestehenden Umspannwerken in Lend, St. Johann und Saalfelden. Die elektrischen Distanzen sind jeweils relativ hoch. Dienten selbst sowie die angrenzenden Gebiete Mühlbach, Hinterthal und Maria Alm haben einen relativ hohen Leistungsbedarf in Bezugsrichtung und ebenso einen prognostizierten Leistungszuwachs in Einspeiserichtung. Das UW Dienten ermöglicht auch die Aufnahme von neuen Einspeiseanlagen, welche vor allem im Gebiet Mühlbach zu beobachten sind.

Die Ist-Kosten von 20 Mio. € setzen sich aus der Errichtung des Umspannwerks, der elektrischen Einrichtung sowie der 110 kV-Leitungseinbindungen zusammen.

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

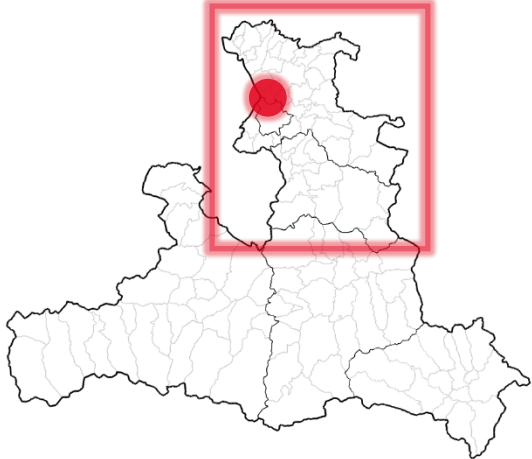
+50 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +25 MW auf NE 4

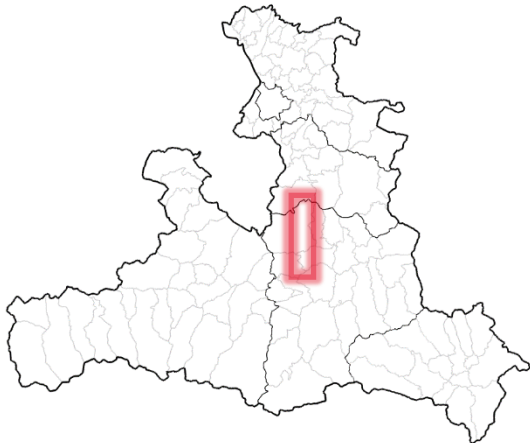
Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

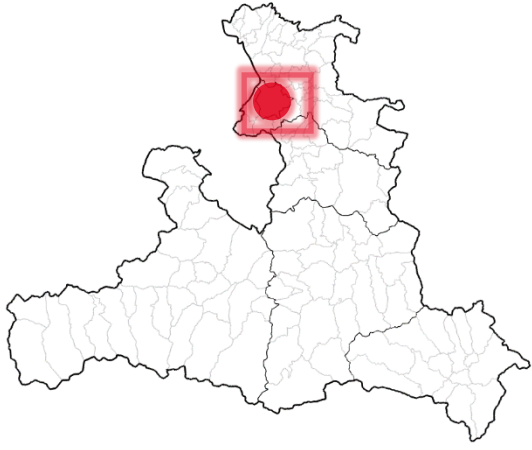
keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Abgeschlossenes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des Flexibilitätsbedarfs

Projektbezeichnung: 110 kV-Kabeltausch UW Hagenau (ENB)		IBN: in Betrieb seit 2025
Projektnummer: SNG-24-04	Netzebene: 2, 3	Projektstatus: abgeschlossen
Spannungsebene: 110 kV	Art: Leitung	
Projektbeschreibung Erneuerung der Kabelverbindung UW Salzach (220/110 kV) nach UW Hagenau (110/30 kV). Im (n-1)-Fall können die 220/110 kV-Umspanner mit einer gewissen Überlast betrieben werden. Um diese Überlastfähigkeit nutzen zu können, wird die Umspanner-Kabelverbindung ertüchtigt.		
Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten Erhöhung der (n-1)Sicherheit um +40 MVA auf NE 2		
Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze keine Auswirkungen		
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt) Abgeschlossenes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des Flexibilitätsbedarfs		

Projektbezeichnung: 110 kV-Leitung Pongau – Golling (ENB)		IBN: in Betrieb seit 2024
Projektnummer: SNG-24-05	Netzebene: 3	Projektstatus: abgeschlossen
Spannungsebene: 110 kV	Art: Leitung	
Projektbeschreibung Mitführung der 110 kV-Leitung auf der 380 kV-Freileitungstrasse von UW Pongau (St. Johann) – Pass Lueg Nord. Die gesamte Leitungstrasse beträgt etwa 28,4 km. Zweck des Projekts ist der Ersatzneubau der bestehenden Leitung Pongau-Golling. 		
Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten +100 MVA auf der NE3 im UW Golling		
Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze keine Auswirkungen		
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt) Abgeschlossenes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des Flexibilitätsbedarfs		

Projektbezeichnung: UW Mitte (Erweiterung)		Gepl. IBN: 2026
Projektnummer: SNG-24-06	Netzebene: 4	Projektstatus: in Umsetzung
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Umspannwerk	Kosten: 4 Mio. €
Projektbeschreibung Erweiterung des bestehenden 110/10 kV-Umspannwerks „Mitte“ um einen zusätzlichen 110/30 kV-Umspanner. Zweck der Erweiterung des Umspannwerks ist, dass das 30 kV-Netz der Stadt Salzburg direkt aus dem Zentrum heraus gespeist wird. In weiterer Folge versorgt dieses Netz über die 30/10 kV-Umspannstationen das unterlagerte 10 kV-Netz. Hiermit werden auch Netzkapazitäten geschaffen, um hohe Leistungen direkt im 30 kV-Netz anschließen zu können. In der Stadt Salzburg sind dies derzeit vor allem Bezugs-Kund:innen mit einem hohem Leistungsbedarf. Die Schätzkosten (Preisbasis 2026) von 4 Mio. € setzen sich aus dem 110/30 kV-Umspanner sowie der Anlagenerweiterung zusammen.		
Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten +50 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +25 MW auf NE 4		
Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze keine Auswirkungen		
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt) Laufendes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des alternativen Flexibilitätsbedarfs		

Projektbezeichnung: UW Lungau (Trafotausch)		IBN: in Betrieb seit 2024
Projektnummer: SNG-24-07	Netzebene: 4	Projektstatus: abgeschlossen
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Umspannwerk	Kosten: 4 Mio. €

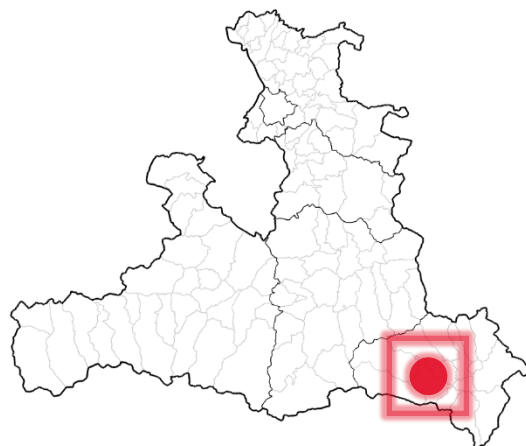
Projektbeschreibung

Tausch der beiden bestehenden 32 MVA-Umspanner im Umspannwerk Lungau auf zwei 50 MVA-Umspanner. Die Ist-Kosten von 4 Mio. € setzen sich im Wesentlichen aus den 110/30 kV-Umspannern zusammen.

Dieser Tausch der bestehenden Umspanner ist einerseits altersbedingt, um auch weiterhin die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Gleichzeitig erhöht der Umspannertausch die verfügbare Leistung auf der NE 4 (30 kV-Sammelschiene) im Umspannwerk Lungau. Die Leistung ist in diesem Umspannwerk in den letzten Jahren stark angestiegen. Dies ist vor allem durch die Zunahme an dezentraler Einspeisung (Photovoltaik und Wasserkraft) zu begründen.

Das Umspannwerk Lungau (in St. Michael) hat ein sehr großes Versorgungsgebiet auf der 30 kV-Mittelspannungsebene. Daher reicht der Umspannertausch im UW Lungau allein nicht aus, da auch die elektrischen Distanzen auf der Mittelspannungsebene zu groß werden, um weitere Einspeiser anbinden zu können. Aus diesem Grund gibt es zusätzlich Projekte, welche eine Erhöhung der Netzkapazität auf NE 5 (Mittelspannungsnetz) im östlichen Lungau erzielen (siehe Projekt SNG-24-11).



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+36 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +18 MW auf der NE 4 ab Inbetriebnahme des 380-kV-Knotens St. Johann (siehe Projekt SNG-24-01)

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Abgeschlossenes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des Flexibilitätsbedarfs

Projektbezeichnung: UW Nassfeld (Erweiterung)		Gepl. IBN: 2026
Projektnummer: SNG-24-08	Netzebene: 4	Projektstatus: in Umsetzung
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Umspannwerk	Kosten: 1 Mio. €

Projektbeschreibung

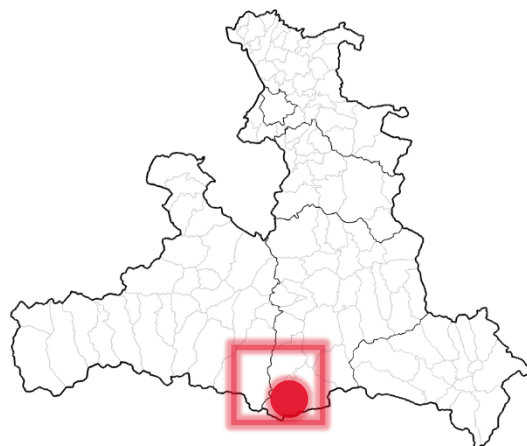
Im bestehenden Umspannwerk Nassfeld ist bereits ein alter Umspanner mit 16 MVA installiert. Aufgrund des hohen Alters wird dieser derzeit nur als „kalte Reserve“ verwendet.

Es gibt dort außerdem keine 30 kV-Löschspule, weshalb derzeit kein eigenes 30 kV-Teilnetz aus dem UW Nassfeld heraus, gebildet werden kann.

Im Projekt wird nun einerseits der bestehende 16 MVA-Umspanner gegen einen 32 MVA-Umspanner getauscht und gleichzeitig eine 30 kV-Löschspule installiert.

Zweck ist die Realisierung eines eigenen 30 kV-Versorgungsgebietes aus dem UW Nassfeld heraus. Dies dient der Entlastung des UW Lend. In Kombination mit einem Mittelspannungsverkabelungsprojekt im Bereich Kolm-Saigurn kann dadurch auch das Rauristal aus dem UW Nassfeld sicher versorgt werden. Gleichzeitig dient das UW Nassfeld als gegenseitige Störaushilfe mit dem UW Bockstein.

Die Schätzkosten (Preisbasis 2026) von 1 Mio. € setzen sich aus der Anlagenerweiterung zusammen.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+16 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +16 MW auf NE 4

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Laufendes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des alternativen Flexibilitätsbedarfs

Projektbezeichnung: UW Anthering (Neubau)		Gepl. IBN: 2026
Projektnummer: SNG-24-09	Netzebene(n): 4	Projektstatus: in Umsetzung
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Umspannwerk	Kosten: 17 Mio. €

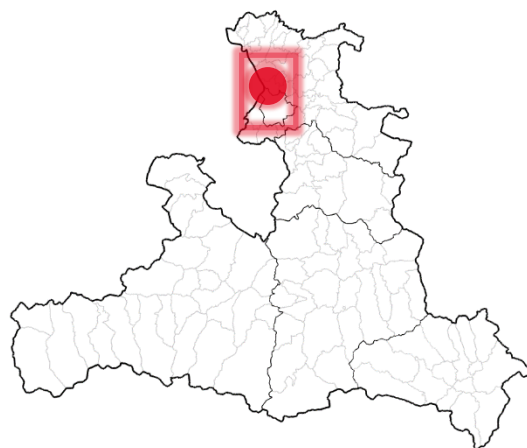
Projektbeschreibung

Errichtung des 110/30 kV-Umspannwerks Anthering. Die Einbindung erfolgt in die bestehende 110 kV-Leitung „Hagenau - Flachgau - Göming“. Die Schätzkosten (Preisbasis 2026) von 17 Mio. € setzen sich aus der Errichtung des Umspannwerks, der elektrischen Einrichtung sowie der 110 kV-Leitungseinbindungen zusammen.

Das bestehende Umspannwerk Hagenau ist bereits stark ausgelastet und ist primär für die Versorgung der Stadt Salzburg gedacht. Derzeit muss das Umspannwerk Hagenau aber auch die Gebiete Bergheim, Siggerwiesen und Anthering versorgen.

Zweck des Umspannwerks Anthering ist somit, dass genau die oben genannten Gebiete zukünftig aus dem UW Anthering versorgt werden und somit das UW Hagenau entlastet wird. Hierdurch werden wiederum freie Netzkapazitäten für das Gebiet der Stadt Salzburg erreicht.

Zusätzlich wird das UW Anthering auch die Gebiete Elixhausen in Richtung Obertrum versorgen. Damit wird das ebenfalls stark ausgelastete Umspannwerk Flachgau (Seekirchen) entlastet. Für das Gebiet „nordöstlicher Flachgau (Straßwalchen)“ ist diese Maßnahme allein allerdings nicht ausreichend. Hier wird ein zusätzliches Umspannwerk benötigt, um auch im Gebiet Straßwalchen wieder freie Netzkapazitäten zu schaffen (siehe Projekt SNG-24-10).



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+50 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +25 MW auf NE 4

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

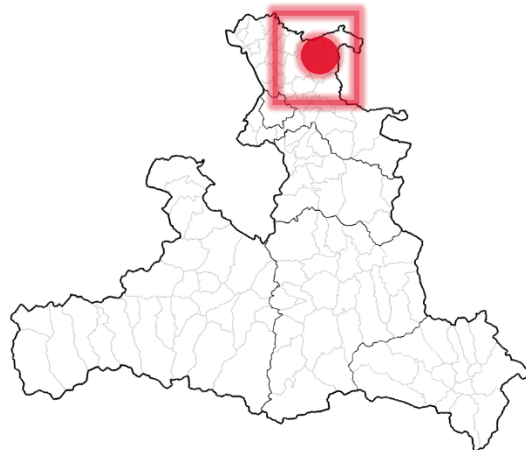
Laufendes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des alternativen Flexibilitätsbedarfs

Projektbezeichnung: UW Roidwalchen (Neubau)		Gepl. IBN: 2027
Projektnummer: SNG-24-10	Netzebene: 4	Projektstatus: in Umsetzung
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Umspannwerk	Kosten: 9 Mio. €

Projektbeschreibung

Errichtung des Umspannwerks Straßwalchen. Die 110 kV-Anspeisung erfolgt über das bestehende Umspannwerk Lengau (Netz OÖ).

Das bestehende Umspannwerk Flachgau (Seekirchen) stößt einerseits bzgl. der Leistung als auch bzgl. der 30 kV-Löschbezirksgröße an seine Grenzen. Weiters ist die elektrische Distanz „Seekirchen - Straßwalchen“ relativ hoch, sodass in diesem Gebiet auf der Mittelspannungsebene (NE 5) praktisch keine freie Netzkapazität zur Verfügung steht. Dies betrifft somit auch das dazwischenliegende Gebiet Neumarkt/Wallersee und Köstendorf. Im Gebiet Straßwalchen - Neumarkt ist in den letzten Jahren ein starker Anstieg an Photovoltaik-Einspeisung zu beobachten. Im derzeitigen Bestandsnetz können hier keine weiteren Einspeiseanlagen angeschlossen werden.



Zweck des Umspannwerks Roidwalchen ist somit die Schaffung von Netzkapazitäten für den nordöstlichen Flachgau. Mit dem Umspannwerk Roidwalchen wird auch das bestehende UW Flachgau entlastet und es entsteht eine gegenseitige Redundanz.

Bis zur Inbetriebnahme des UW Roidwalchen werden Verstärkungsmaßnahmen im Mittelspannungsnetz umgesetzt. Ziel ist es, in diesem Zwischenzeitraum dennoch den Anschluss von Erzeugungsmaßnahmen (in begrenztem Ausmaß) zu ermöglichen. Die Schätzkosten von 9 Mio. € (Preisbasis Mai 2026) beinhalten die 30/10 kV-Umspannstation die Anbindung an das 110 kV-Netz sowie die Verbindung zwischen Umspanner und UST.

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+32 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +16 MW auf NE 4

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Laufendes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des alternativen Flexibilitätsbedarfs

Projektbezeichnung: UW Tamsweg inkl. 110 kV-Leitung (Neu)		Gepl. IBN: 2027
Projektnummer: SNG-24-11	Netzebene: 3, 4	Projektstatus: in Umsetzung
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Leitung und UW	Kosten: 46 Mio. €

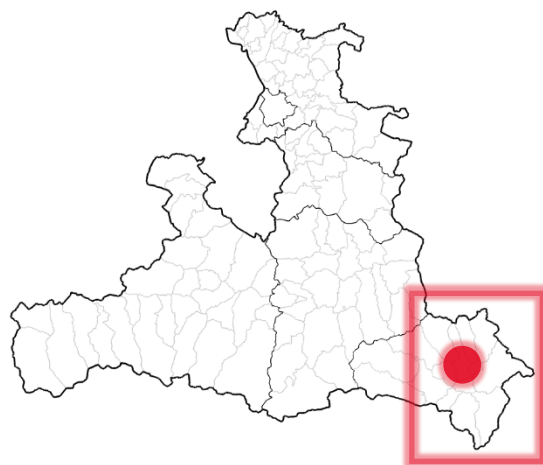
Projektbeschreibung

Errichtung eines Umspannwerks in der Region Lungau Ost. Die 110 kV-Anbindung erfolgt aus dem bestehenden UW Lungau über eine neu zu errichtende Leitung.

Das Netzgebiet „Lungau Ost“ gehört zu den herausforderndsten Gebieten der Salzburg Netz GmbH. Ein Grund hierfür sind die begrenzten Leistungen der Umspanner im bestehenden UW Lungau. Dieser Engpass wird mit dem Projekt SNG-24-07 gelöst. Die größere Herausforderung liegt in den sehr langen Mittelspannungs-

leitungen und den zum Teil weit entfernten Erzeugungsanlagen. Einerseits ist derzeit das Bestandsnetz mit (Klein-)Wasserkraft und Photovoltaikanlagen bereits ausgereizt. Andererseits liegen genau in diesem Netzgebiet einige Anfragen für zusätzliche Einspeiseanlagen vor.

Zweck des „UW Lungau Ost“ ist es regional eine Einbindung von zusätzlichen (Erzeugungs-) Anlagen zu ermöglichen. Dies wird erreicht, indem das Umspannwerk räumlich nahe zu den Einspeiseanlagen positioniert wird und somit die elektrischen Distanzen der Mittelspannungsleitungen verkürzt werden. Ein weiterer Zweck ist die gegenseitige Redundanz zum UW Lungau in St. Michael. In Abhängigkeit des Leistungszuwachses ist in diesem Gebiet auch ein weiteres Umspannwerk geplant. Bis zur Inbetriebnahme des neuen Umspannwerks werden Verstärkungsmaßnahmen im Mittelspannungsnetz umgesetzt mit dem Ziel, in der Zwischenzeit dennoch den Anschluss von Erzeugungsmaßnahmen (in begrenztem Ausmaß) zu ermöglichen. Die Schätzkosten (Preisbasis 2026) von 41 Mio. € beinhalten das Umspannwerk, die 110 kV-Kabelanbindung sowie die Mittelspannungseinbindung.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

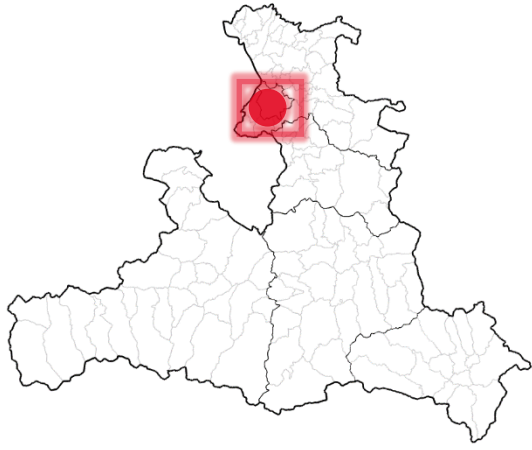
+50 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +25 MW auf NE 4

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Laufendes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des alternativen Flexibilitätsbedarfs

Projektbezeichnung: UW Maxglan inkl. 110 kV-Leitung (Erw.)		Gepl. IBN: 2028
Projektnummer: SNG-24-12	Netzebene: 3, 4	Projektstatus: in Umsetzung
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Leitung und UW	Kosten: 21 Mio. €
Projektbeschreibung Erweiterung der 30/10 kV-Umspannstation Maxglan Errichtung zu einem vollwertigen Umspannwerk mit 110/30 kV sowie 110/10 kV Umspannung. Die 110 kV-Anspeisung erfolgt über eine 110 kV-Leitung Richtung Süden entlang der Glan. Das Mittelspannungsnetz der Stadt Salzburg ist zum überwiegenden Teil ein 10 kV-Netz. Dieses wird meist über 30/10 kV-Umspannstationen gespeist, welche selbst ihre Leistung aus den beiden stark ausgelasteten 110/30 kV Umspannwerken Hagenau (im Norden) und Eicht (im Süden) beziehen. Zweck des UW Maxglan ist einerseits die direkte Speisung des 10 kV-Netzes über eigene Umspanner aus dem 110 kV-Netz. Der Leistungsbedarf der derzeitigen 30/10 kV-Umspannstation Maxglan wird zukünftig somit nicht mehr das städtische 30 kV-Netz belasten. Andererseits wird eine 110/30 kV Umspannung in Maxglan installiert. Somit wird das überlagerte 30 kV-Stadtnetz auch aus dem Zentrum heraus gespeist und entlastet die beiden Umspannwerke Hagenau und Eicht. Die Schätzkosten (Preisbasis 2026) von 21 Mio. € beinhalten den Umbau des Umspannwerks, die Umspanner sowie die 110 kV-Kabelanbindung.		
Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten +50 MVA installierte Umspannerleistung 110/30 kV sowie +2x 32 MVA installierte Umspannerleistung 110/10 kV; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +57 MW auf NE 4 (30 kV + 10 kV)		
Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze keine Auswirkungen		
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt) Laufendes Projekt – daher erfolgt keine Beurteilung des alternativen Flexibilitätsbedarfs		

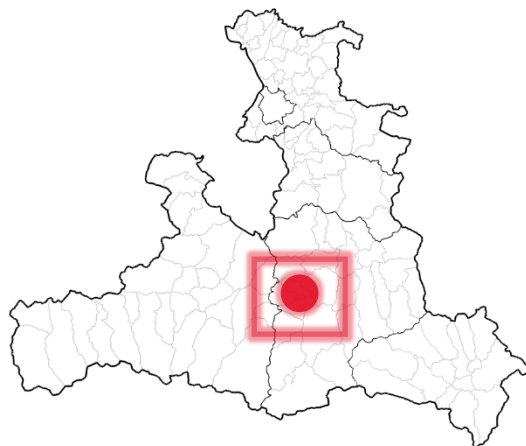
Projektbezeichnung: UW Schwarzach (Erweiterung)		Gepl. IBN: 2028
Projektnummer: SNG-24-13	Netzebene: 4	Projektstatus: in Planung
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Umspannwerk	Kosten: 4 Mio. €

Projektbeschreibung

Das derzeitige Umspannwerk Schwarzach dient vorrangig der Kraftwerkeinspeisung am Knoten Schwarzach sowie als 110 kV-Schaltknoten.

Durch Erweiterung des Umspannwerks mit einem 110/30 kV-Umspanner sowie der zugehörigen 30 kV-Schaltanlage kann Schwarzach als vollwertiges Umspannwerk aufgewertet werden.

Zweck der Erweiterung des UW Schwarzach ist, dass die umliegenden Umspannwerke Pongau (St. Johann) und Lend bzgl. der auftretenden Leistung entlastet werden können. Zusätzlich werden die 30 kV-Teilnetze der umliegenden Umspannwerke verkleinert, sodass die Mittelspannungsverkabelungsprojekte weiter vorangetrieben werden können (Thema: „Einhaltung der maximalen Löschbezirksgröße“). Die Schätzkosten (Preisbasis 2026) von 4 Mio € beinhalten den Umbau des Umspannwerks, den Umspanner sowie die 30 kV-Schaltanlage.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+50 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +25 MW auf NE 4

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Flexibilitätsbedarf wird mit Vorliegen der SNE-GV beurteilt und im V-NEP 2028 ausgewiesen.

Projektbezeichnung: **UW Bramberg**

Projektnummer: **SNG-24-14**

Netzebene: **4**

Projektstatus: **Planungsüberlegung**

Spannungsebene: **110/30 kV**

Art: **Umspannwerk**

Projektbeschreibung

Errichtung des 110/30 kV-Umspannwerks Bramberg mit Einbindung in die bestehende 110 kV-Leitung „Mittersill - Wald“.

Zweck des Umspannwerks Bramberg ist die Deckung der lokal auftretenden Lasten im Raum Bramberg. Übergeordnet stellt das UW Bramberg die Redundanz für die beiden bestehenden Umspannwerke Mittersill und Wald dar. Dies wird mit Hilfe der bestehenden Mittelspannungsumschaltverbindungen erzielt.



Speziell ein Ausfall des Umspannwerks in Wald würde zu großen Ersatzversorgungsdistancen von Mittersill in Richtung Königsleiten bzw. Gerlospass führen. Durch das UW Bramberg können diese elektrischen Distanzen deutlich verringert werden.

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+50 MVA installierter Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +25 MW auf NE 4

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Flexibilitätsbedarf wird mit Vorliegen der SNE-GV beurteilt und im V-NEP 2028 ausgewiesen.

Projektbezeichnung: **UW Tenneck**

Projektnummer: **SNG-24-15**

Netzebene: **4**

Projektstatus: **Planungsüberlegung**

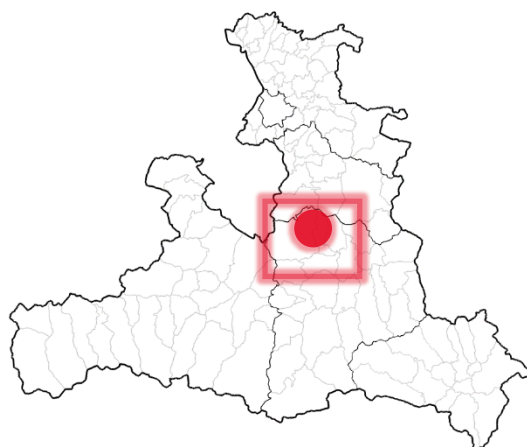
Spannungsebene: **110/30 kV**

Art: **Umspannwerk**

Projektbeschreibung

Errichtung des 110/30 kV-Umspannwerks Tenneck mit Einbindung in die bestehende 110 kV-Leitung „Pongau - Golling“.

Im Raum Tenneck gibt es einerseits einen hohen Bezugsleistungsbedarf. Andererseits wird es zukünftig durch das in Bau befindliche Wasserkraftwerk Stegenwald einen verhältnismäßig großen Einspeiser geben. Sowohl die Bezugsleistung (in Richtung St. Johann) als auch Einspeiseleistung (in Richtung Golling) haben lange elektrische Distanzen zurückzulegen.



Zweck des Umspannwerks Tenneck ist die Errichtung eines 110/30 kV-Knotens, welcher die Bezugs- und Einspeiseleistungen auf kurzem Weg an das 110 kV-Netz anbinden kann. Dies ermöglicht eine Entlastung der bestehenden Umspannwerke Pongau und Golling sowie eine effizientere Nutzung des Mittelspannungsnetzes.

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+50 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +25 MW auf NE 4

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Flexibilitätsbedarf wird mit Vorliegen der SNE-GV beurteilt und im V-NEP 2028 ausgewiesen.

Projektbezeichnung: 110 kV-Leitung Schwarzach - Pongau		Gepl. IBN: 2028
Projektnummer: SNG-26-01	Netzebene: 3	Projektstatus: in Planung
Spannungsebene: 110/30 kV	Art: Leitung	Kosten: 43 Mio. €

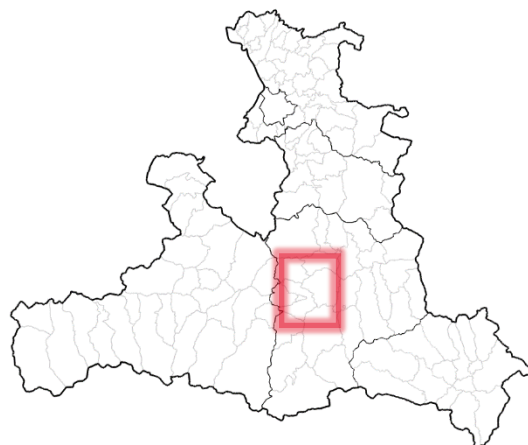
Projektbeschreibung

Zwischen den beiden Umspannwerken Schwarzach und St. Johann wird ein zweisystemiges 110 kV-Kabel errichtet. Dies dient als Ersatzneubau für die bestehenden Freileitung zwischen den zwei Umspannwerken Schwarzach und Arthurwerk.

Mit diesem Projekt wird der Raum Schwarzach und Gasteinertal leistungsstark mit dem neuen 380/110 kV-Knoten St. Johann (siehe Projekt SNG 24-01) verbunden.

Das Projekt stellt auch die notwendige Grundvoraussetzung dar, um die Instandhaltungsmaßnahmen und die damit verbundene Leitungsabschaltung zwischen UW Schwarzach und UW Pinzgau durchführen zu können.

Die Schätzkosten (Preisbasis 2026) von 43 Mio. € beinhalten die zweisystemige 110 kV-Kabelauführung.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+ 200 MVA auf NE3 im Knoten UW Schwarzach

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Flexibilitätsbedarf wird mit Vorliegen der SNE-GV beurteilt und im V-NEP 2028 ausgewiesen.

Projektbezeichnung: **380/110 kV-Knoten Elixhausen**

Projektnummer: **SNG-26-02**

Netzebene: **2, 3**

Projektstatus: **Planungsüberlegung**

Spannungsebene: **380/110 kV**

Art: **Umspannwerk**

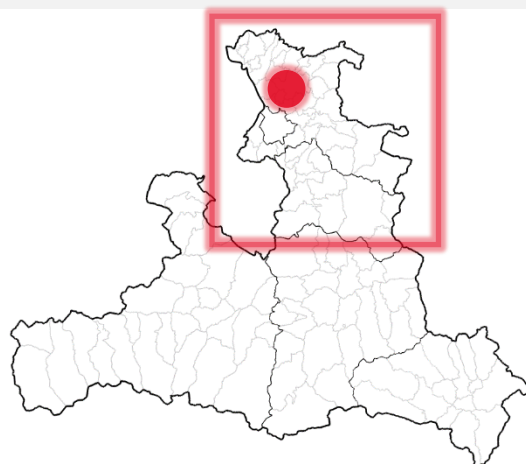
Projektbeschreibung

Dieses Projekt ist Teil des APG Projekts 25-2 (siehe APG Netzentwicklungsplan 2025).

Im UW Salzburg wird durch die Errichtung einer neuen 110 kV-Schaltanlage und eines dritten

380/110 kV-Umspanners sowie mit der Spannungsumstellung der beiden 550 MVA-Umspanner auf 380/110 kV-Betrieb (dzt. 380/220 kV) die neue Anspeisung des Großraumes Stadt Salzburg (110 kV-Teilnetz „SASA“) als Nachfolgeprojekt zur Salzburgleitung fertiggestellt.

Die Übergabestelle zum Übertragungsnetz verlagert sich hierdurch vom Umspannwerk Salzach zum Umspannwerk Salzburg (Elixhausen). Durch die direkte Einbindung der 110 kV-Leitungen bewirkt dieses Projekt auch eine bessere Ausnutzung der Übergabestelle, da eine höhere Anzahl an 110 kV-Leitungen eingebunden wird.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+ 550 MVA installierte Umspannerleistung auf NE 2

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze:

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Flexibilitätsbedarf wird mit Vorliegen der SNE-GV beurteilt und im V-NEP 2028 ausgewiesen.

Projektbezeichnung: **380/110 kV-Knoten Tauern**

Projektnummer: **SNG-26-03**

Netzebene: **2, 3, 4**

Projektstatus: **Planungsüberlegung**

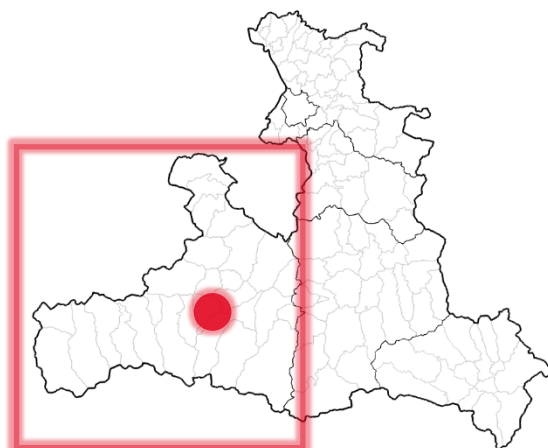
Spannungsebene: **380/110 kV**

Art: **Umspannwerk**

Projektbeschreibung:

Dieses Projekt ist Teil des APG Projekts 25-2 (siehe APG Netzentwicklungsplan 2025).

Im Bereich Tauern/Kaprun wird durch die Umstellung der ehemaligen 220 kV-Schaltanlage im UW Tauern auf 110 kV-Betrieb und die räumliche Verlagerung der 380/110 kV-Netzabstützung von Kaprun nach Tauern den netztechnischen Anforderungen von Salzburg Netz auf der 110 kV-Netzebene entsprochen. Dies stellt ebenfalls ein Nachfolgeprojekt zur Salzburgleitung dar.



Die Übergabestelle zum Übertragungsnetz verlagert sich hierdurch vom Umspannwerk Kaprun zum Umspannwerk Tauern. Durch die direkte Einbindung der 110 kV-Leitungen bewirkt dieses Projekt auch eine bessere Ausnutzung der Übergabestelle, da eine höhere Anzahl an 110 kV-Leitungen eingebunden wird. Statt aktuell zwei können langfristig bis zu fünf 110 kV-Leitungen eingebunden werden.

Im Zuge der Errichtung der 380/110 kV-Abstützung ist weiters die Errichtung einer Netzabstützung 110/30 kV geplant. Dies dient der Versorgung des 30 kV-Netzes westlich des UW Pinzgau, also des Raums Zell am See, Schüttdorf, Kaprun, Piesendorf, Niedernsill.

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

bis zu + 300 MVA auf NE3 bei UW Tauern (bei Einbindung aller 110 kV-Leitungen)

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Flexibilitätsbedarf wird mit Vorliegen der SNE-GV beurteilt und im V-NEP 2028 ausgewiesen.

Projektbezeichnung: **110 kV-Leitung Tauerntunnel**

Projektnummer: **SNG-26-04**

Netzebene: **3**

Projektstatus: **Planungsüberlegung**

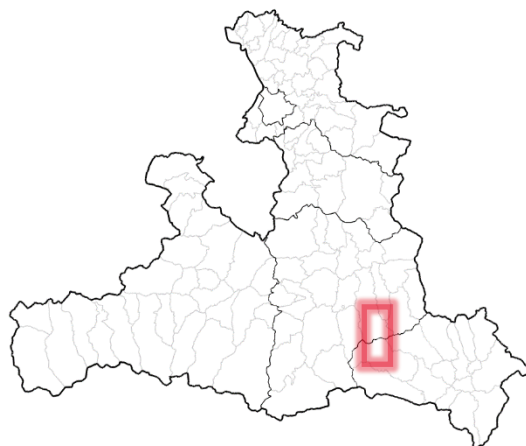
Spannungsebene: **110 kV**

Art: **Leitung**

Projektbeschreibung

Die Autobahntunnel „Tauerntunnel“ und „Katschbergtunnel“ werden in Fahrbahnrichtung Villach in den nächsten Jahren (Plan 2026 bis 2033) durch die ASFINAG saniert.

Im Zuge der Tauerntunnelsanierung soll ein 110 kV-Kabel mitgelegt werden. Zweck ist, dass hierdurch eine durchgehend zweisystemige 110 kV-Leitung von UW Reitdorf bis Knoten Hintermuhr erzielt wird. Genau im Bereich des Tauerntunnels ist die bestehende 110 kV-Freileitung über das Windsfeld aktuell nur einsystemig ausgeführt. Mit dem zusätzlichen 110 kV-Kabel durch den Tauerntunnel wird genau der aktuell limitierende Faktor der einsystemigen Strecke adressiert.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+ 100 MVA auf der NE3 zwischen UW Reitdorf und UW Lungau

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Flexibilitätsbedarf wird mit Vorliegen der SNE-GV beurteilt und im V-NEP 2028 ausgewiesen.

Projektbezeichnung: **110 kV-Leitung „Golling – Oberalm“**

Projektnummer: **SNG-26-05**

Netzebene: **3**

Projektstatus: **Planungsüberlegung**

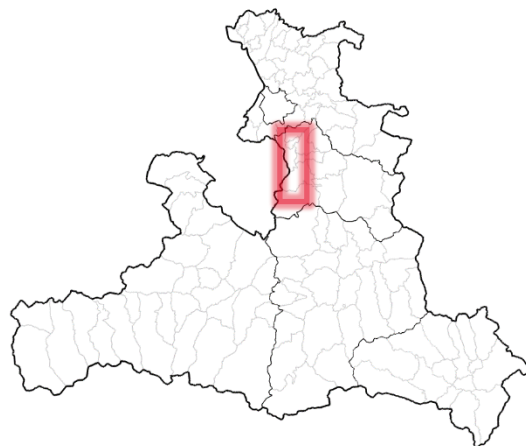
Spannungsebene: **110 kV**

Art: **Leitung**

Projektbeschreibung

Derzeit ist das Umspannwerk Golling über eine einsystemige Freileitung mit dem Umspannwerk Oberalm und somit dem nördlichen 110 kV-Teilnetz verbunden

Diese Freileitung wird durch ein Doppelkabelsystem ersetzt. Dies bewirkt einerseits eine bessere Anbindung für das UW Golling. Andererseits kann der 380 kV-Knoten St. Johann deutlich besser als Störaushilfe in Richtung Salzburg Stadt genutzt werden, wenn eine durchgehende 200 MVA Nord-Süd-Verbindung auf der 110 kV-Ebene errichtet wird.



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

+ 120 MVA auf der durchgehenden 110 kV Nord-Süd-Verbindung Salzburg Stadt – St. Johann

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

keine Auswirkungen

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Flexibilitätsbedarf wird mit Vorliegen der SNE-GV beurteilt und im V-NEP 2028 ausgewiesen.

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7

Kundenprojekte

Der Netzausbau des MSpg- und NSpg-Netzes wird maßgeblich durch Kundenanforderungen bestimmt. Meist sind dies konkrete Kundenanschlüsse, welche je nach zusätzlicher Leistung NSpg-Lösungen, zusätzliche Trafostationen (inkl. Einbindung) bis hin zu zusätzlichen MSpg-Leitungen erfordern.

Mitverlegungsmöglichkeiten

Bei Verkabelungsprojekten werden allgemein Synergieeffekte durch Mitverlegungsmöglichkeiten angestrebt. In Abstimmung mit den Gemeinden werden z.B. Freileitungen im Zuge der Errichtung eines Radweges verkabelt.

Verkabelung von störanfälligen Mittelspannungs-Freileitungen

Anhand einer langjährigen Statistik werden die Häufigkeit und deren Auswirkungen von MSpg-Störungen auf Freileitungen exakt dokumentiert. Dies erlaubt eine Bestimmung, wie viele Minuten ein konkreter Freileitungsabschnitt zum gesamten ASIDI-Wert beigetragen hat. Hieraus wird eine Reihung der Freileitungsabschnitte vorgenommen. In der Verkabelungsstrategie werden daher, bevorzugt jene Freileitungen verkabelt, welche einen historisch hohen ASIDI-Beitrag aufweisen.

Erhöhung der Kurzschlussleistung und Spannungshaltung

Die Kurzschlussleistung und die Spannungshaltung sind zwei entscheidende Parameter in der Dimensionierung von Verteilernetzen. In der Niederspannung und Mittelspannung weisen Kabel typischerweise vorteilhafte Betriebsparameter im Vergleich zu bestehenden Freileitungen auf. Dementsprechend stellt strategische NSpg- und MSpg-Verkabelung eine Lösungsmöglichkeit zur Verbesserung der relevanten Netzparameter dar.

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen

Das Verteilernetz muss zu jedem Zeitpunkt im Jahr die auftretenden Leistungsflüsse beherrschen können. Dies bedeutet auch, dass das Stromnetz sowohl auf den Zeitpunkt mit dem maximalen Bezug (typischerweise ein kalter Winterabend), als auch auf den Zeitpunkt mit der maximalen Rückspeisung (typischerweise ein sonniger Sommersonntag zur Mittagszeit) korrekt dimensioniert werden muss.

Flexibilitäten für das Verteilernetz stellen dann einen Nutzen dar, wenn die Flexibilitäten genau zu den relevanten Zeitpunkten im Jahr gesichert zur Verfügung stehen. In der klassischen Anschlussbeurteilung wird die momentane Netzhöchstauslastung herangezogen, mit der angefragten Leistung kombiniert und hierfür eine Netzberechnung durchgeführt. Für konventionelle Lasten, welche keine (zeitlichen) Beschränkungen aufweisen, muss angenommen werden, dass diese auch zu relevanten Zeitpunkten ihre Maximalleistung abrufen.

Die Wirkung von Flexibilitäten ist in jener Spannungsebene am höchsten, in der die Flexibilität angeschlossen ist. Zum Beispiel hat der gesteuerte E-Mobilitäts-Ladevorgang für das lokale Niederspannungsnetz eine relevante Auswirkung. Aufgrund der Überlagerung einer Vielzahl an Lasten ist der Effekt für das übergelagerte Mittel- oder Hochspannungsnetz hingegen verhältnismäßig gering. Umgekehrt haben gesteuerte Lasten im Mittelspannungsnetz kaum Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz.

Aus Sicht der Salzburg Netz GmbH ist es für die Verteilernetzplanung gleichwertig, ob es sich bei der „Flexibilität“ um eine Laststeuerung, einen beeinflussbaren Einspeiser oder eine Energiespeicheranlage handelt, sofern die Flexibilität gesichert zu den relevanten Zeitpunkten einen Beitrag leisten kann. Das Thema „Energieeffizienz“ wird insofern adressiert, indem die vorhandene Energie-Infrastruktur durch Flexibilitäten effizient genutzt wird.

Die Grundbeschneuerung stellt typischerweise im (südlichen Teil des) Salzburger Verteilnetz den Zeitpunkt der höchsten Netzauslastung dar. Für die Verteilnetzplanung stellen besonders jene Flexibilitäten eine große Hilfe dar, welche fernwirktechnisch angebunden sind und zu genau definierten Zeitpunkten aus der Leitstelle weggeschaltet werden können. Diese flexiblen Lasten können neutral beurteilt werden und verringern somit die „Freie Netzkapazität“ des Netzes nicht. Eine Ausgestaltung eines verringerten Netztarifs bzw. Vergütung des Flexibilitätsabrufes ist derzeit noch offen. Weiters gilt es abzuklären, ob es seitens der Netzkund:innen eine Bereitschaft bzw. ein Interesse gibt, dass deren Lasten seitens der Leitstelle ferngesteuert werden können.

Im nachfolgenden Beispiel (siehe Abbildung 4) wird die gemessene Belastung eines Mittelspannungs-Abgangs dargestellt, welcher überwiegend eine Tourismusregion versorgt. Hier ist eine relativ konstante Belastung während des Wintersaisonbetriebs (siehe Jänner bis Mitte März) zu erkennen. In den Sommermonaten geht die Auslastung hier stark zurück. Für die Dimensionierung des Netzes sind hier die Spitzen, welche zu Zeitpunkten der Beschneuerung auftreten relevant. Diese sind im Beispiel in drei kurzen Zeitperioden Mitte November und Anfang Dezember zu erkennen. Typischerweise handelt es sich um ein paar Tage im Jahr, welche die Netzdimensionierung bestimmen. Sollte hier durch Einsatz von gesicherten Flexibilitäten diese Leistungsspitze dauerhaft reduziert werden können, so wäre dies für die Vergleichmäßigung der Netzauslastung vorteilhaft. Entscheidend ist hierbei die Reduktion der Spitzenleistung. Eine rein zeitliche Verschiebung bringt für das Verteilernetz praktisch keinen Vorteil, falls die gleiche Spitzenleistung zu einem späteren Zeitpunkt unvermindert auftritt.

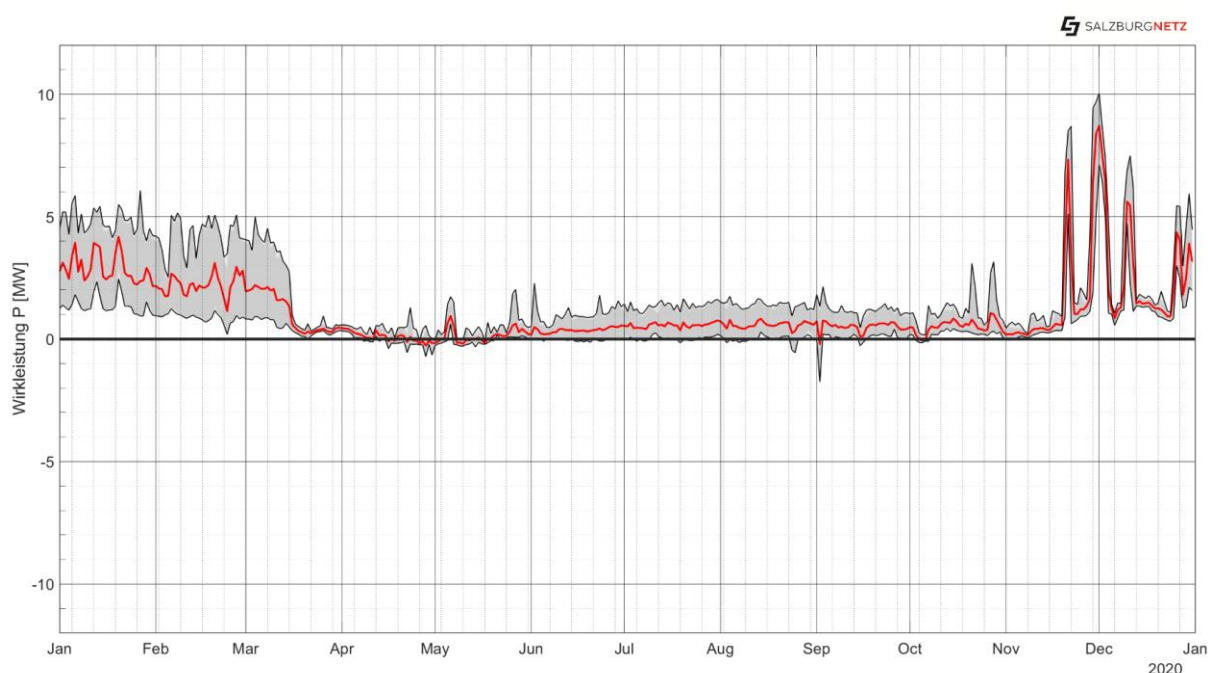


Abbildung 4: Jahreslastprofil eines "Tourismusregions-Mittelspannungsabgangs"

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 5 ein Mittelspannungsabzweig dargestellt, welcher in Salzburg typisch für eine klassische Verbrauchsstruktur mit Wohn- und Gewerbebetrieben ist. Es ist hier eine leichte saisonale Komponente des Verbrauchs mit etwas höheren Leistungswerten in den Wintermonaten zu erkennen. Gleichzeitig ist hier der Wochenrhythmus mit einem verringerten Verbrauch an den Wochenenden zu erkennen.

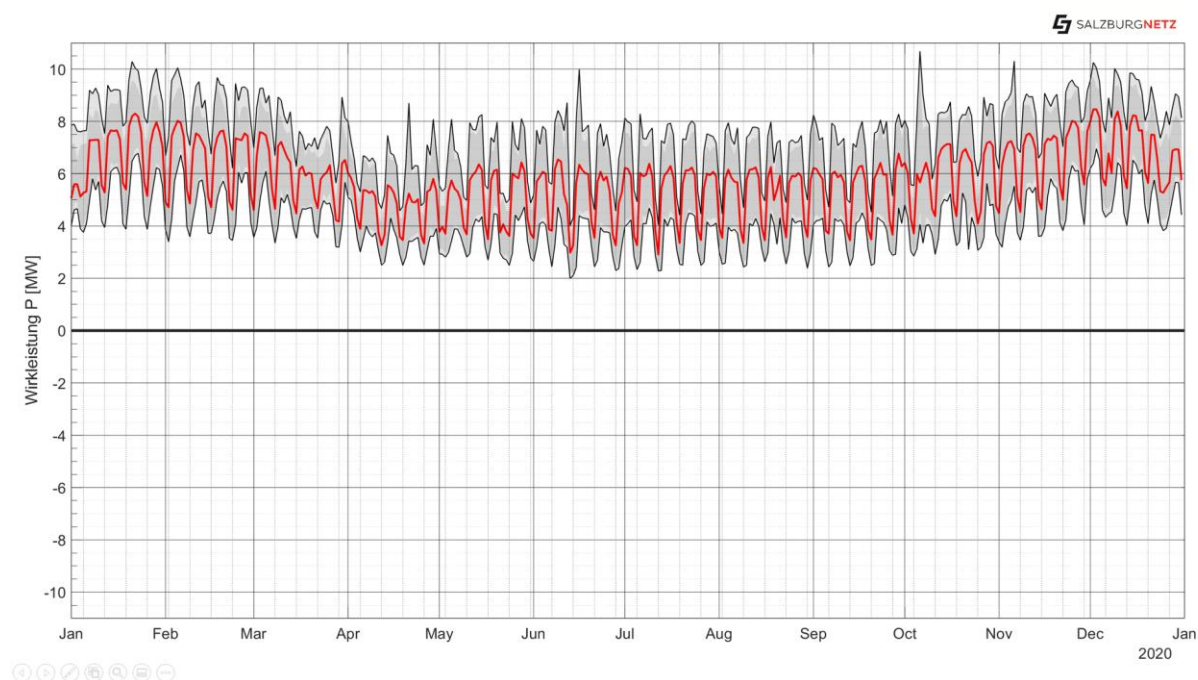


Abbildung 5: Jahreslastprofil eines "Wohngebiet/Gewerbe - Mittelspannungsabgangs"

Ebenso wie im vorangehenden Beispiel liegt hier die Maximalauslastung bei rund 10 MW. In diesem Beispiel ist der Nutzen einer Flexibilität für die Netzebene 5 nur bedingt gegeben, da das Verbrauchsverhalten sehr gleichmäßig ist. Es gibt somit keine einzelnen Verbrauchsspitzen, welche durch den Einsatz von Flexibilitäten gezielt verringert, werden könnten. Die Netzdimensionierung orientiert sich hier an der ganzjährigen Belastung. (siehe auch Kapitel 5)

5 Flexibilitätssleistungen

Im Zuge der Energiewende findet ein starker Zuwachs dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien, verbunden mit einem Rückgang von flexiblen Erzeugungskapazitäten auf Basis fossiler Energien statt. Die Strombezugsnachfrage steigt durch neue Anwendungen (Wärmepumpen, Elektromobilität, Dekarbonisierung der Industrie und 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 Flexibilitätssleistungen

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

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätssbeschaffung

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 Rahmenbedingung 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:innen – ggf. noch verstärkt durch Aggregatoren, die das Verhalten vieler Netznutzer:innen 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. Solche verteilten Flexibilitäten, die im Verteilernetz angeschlossen sind, werden auch für den systemdienlichen Einsatz durch den Übertragungsnetzbetreiber zunehmend relevant. (siehe Kapitel 4.3)

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 aller 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 entwickelt.
- › 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 mitkoordiniert.

Sie werden aber nicht als Bestandteil von SF2.0 verstanden, da sie bereits vor der dort erfolgten 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 im Stromnetz dar.

6 Standorte für systemdienliche Anlagen

Der Begriff „systemdienlicher Betrieb“ wird mit der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung 2026 (gemäß §127 ElWG) geregelt. Diese liegt zum Redaktionsschluss des Verteilernetz-Entwicklungs-Plans (V-NEP) 2026 noch nicht vor. Dementsprechend werden in dieser V-NEP Ausgabe keine Standorte für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen ausgewiesen.

7 Stellungnahmen

Die öffentliche Konsultation zum Verteilernetzentwicklungsplan (V-NEP) wurde im Zeitraum vom 03.07.2026 bis 07.08.2026 durchgeführt. Die Konsultation erfolgte zentral über die Plattform von ebUtilities, wodurch Stellungnahmen zu sämtlichen veröffentlichten V-NEPs der österreichischen Verteilernetzbetreiber eingebracht werden konnten.

Nachfolgend werden die im Rahmen der Konsultation eingegangenen Rückmeldungen thematisch zusammengefasst dargestellt. Zu jedem Themenblock wird die Position der Salzburg Netz GmbH erläutert und auf die vorgebrachten Anmerkungen eingegangen.

7.1 Themenblock 1: Transparenz zu Netzanschlusskapazitäten

Stellungnahmen

Es wird angeregt, die Transparenz hinsichtlich verfügbarer Netzanschlusskapazitäten weiter auszubauen. Ergänzend zu den bereits veröffentlichten Informationen könnten künftig zusätzliche Angaben auf Umspannwerks-, Mittelspannungs- und gegebenenfalls Niederspannungsebene bereitgestellt werden. Dies betrifft insbesondere:

- › technisch verfügbare Anschlusskapazitäten,
- › wesentliche technische Informationen zu Umspannwerken und Schaltanlagen,
- › frei gewordene Kapazitäten aufgrund geänderter regulatorischer Rahmenbedingungen.

Eine weitergehende Veröffentlichung dieser Informationen könnte Projektentwickler bei Standort- und Investitionsentscheidungen unterstützen.

Stellungnahme Salzburg Netz

Die Salzburg Netz GmbH unterstützt das Ziel einer transparenten Bereitstellung netzrelevanter Informationen. Im V-NEP 2026 werden bereits Informationen zu Netzkapazitäten und Auslastungen entsprechend den geltenden Vorgaben und dem vorgegebenen Berichtsformat veröffentlicht. Aussagen über die ganzheitlichen Auswirkungen einzelner Ausbauprojekte auf verfügbare Anschlusskapazitäten können aufgrund der dynamischen Entwicklung von Anschlussanfragen, Verbrauchs- und Einspeiseprognosen nur eingeschränkt getroffen werden.

Die zukünftige Veröffentlichung verfügbarer und gebuchter Netzanschlusskapazitäten wird derzeit durch die zuständigen regulatorischen Stellen und Branchenorganisationen konkretisiert. Zum Zeitpunkt der Erstellung des V-NEP 2026 lagen die hierfür erforderlichen Methoden- und Formatvorgaben noch nicht vor. Nach Vorliegen eines einheitlichen regulatorischen Rahmens wird eine Erweiterung der veröffentlichten Informationen geprüft.

7.2 Themenblock 2: Netzengpässe und Netzauslastung

Stellungnahmen

Zur Unterstützung von Projektentwicklern könnte eine weitergehende Transparenz zu Netzengpässen und Auslastungssituationen beitragen. Dies betrifft insbesondere Informationen über:

- › Netzbereiche mit erhöhten Auslastungen,
- › bestehende Netzengpässe oder betriebliche Einschränkungen,
- › Netzbereiche mit verfügbaren Aufnahmekapazitäten,
- › historisch aufgetretene Einspeisemanagement- oder Abregelungsmaßnahmen.

Eine Darstellung auf Umspannwerksebene könnte die Einordnung der Netzsituation erleichtern.

Stellungnahme Salzburg Netz

Der V-NEP dient primär der Darstellung der mittel- und langfristigen Entwicklung des Verteilernetzes sowie der daraus abgeleiteten Netzausbauprojekte. Bereits heute werden Informationen zu Netzkapazitäten sowie zur Auslastung von Transformatorstationen veröffentlicht.

Historische Betriebsführungsmaßnahmen oder detaillierte Engpassdarstellungen sind derzeit nicht Bestandteil der regulatorisch vorgegebenen Inhalte eines Verteilernetzentwicklungsplans. Die identifizierten Netzengpässe und zukünftigen Kapazitätserfordernisse fließen jedoch in die Netzentwicklungsplanung ein und werden durch die dargestellten Ausbauprojekte adressiert.

7.3 Themenblock 3: Flexibilitäten und Speicher

Stellungnahmen

Es wird angeregt, künftig detailliertere Informationen zu regionalen Flexibilitäts- und Speicherbedarfen bereitzustellen. Dies könnte insbesondere folgende Aspekte umfassen:

- › Gebiete mit erwartetem Flexibilitätsbedarf,
- › Umfang künftig benötigter Flexibilitätsleistungen,
- › Umgang mit Flexibilitätsleistungen,
- › erforderliche Speicherpotenziale,
- › mögliche Einsatzgebiete netzdienlicher Speicher und Lastverschiebungen,
- › geplante Beschaffungen von Flexibilitätsleistungen.

Damit könnte die Transparenz hinsichtlich zukünftiger netzdienlicher Maßnahmen weiter erhöht werden.

Stellungnahme Salzburg Netz

Die Salzburg Netz GmbH teilt die Einschätzung, dass Flexibilitäten und Speicher künftig eine zunehmende Bedeutung für die effiziente Integration erneuerbarer Energien und den Netzbetrieb haben werden. Aus diesem Grund werden Flexibilitäten bereits als eigener Themenbereich im V-NEP behandelt. Mit dem ElWG wurden hierfür neue gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen,

deren konkrete Umsetzung und Ausgestaltung sowie die Entwicklung der erforderlichen technischen und organisatorischen Prozesse derzeit schrittweise erfolgen.

Eine standortscharfe Ausweisung konkreter Flexibilitätsbedarfe oder geplanter Flexibilitätsbeschaffungen ist derzeit jedoch noch nicht möglich. Wesentliche regulatorische Grundlagen, insbesondere zur Definition und Bewertung eines systemdienlichen Betriebs, lagen zum Zeitpunkt der Erstellung des V-NEP 2026 noch nicht vor. Entsprechende Inhalte werden nach Vorliegen der erforderlichen Rahmenbedingungen in künftigen Ausgaben des V-NEP weiterentwickelt.

7.4 Themenblock 4: Alternativen zum Netzausbau

Stellungnahmen

Es wird angeregt, die Darstellung von Alternativen zum klassischen Netzausbau weiter auszubauen. Dies betrifft insbesondere den potenziellen Einsatz von:

- › Lastmanagement,
- › Energieeffizienzmaßnahmen,
- › Energiespeichern,
- › weiteren netzdienlichen Ressourcen.

Zusätzlich könnte eine weitergehende Darstellung der zugrunde liegenden Netzsituation und der Auslastung von Umspannwerken zur Nachvollziehbarkeit von Netzausbauentscheidungen beitragen.

Stellungnahme Salzburg Netz

Die Prüfung von Alternativen zum Netzausbau ist ein wesentlicher Bestandteil der Netzplanung der Salzburg Netz GmbH. Hierbei wird der etablierte Planungsgrundsatz „Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau“ (NOVA-Prinzip) angewendet. Bereits vor der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen werden technische und wirtschaftliche Optimierungsmöglichkeiten untersucht und berücksichtigt.

Der V-NEP stellt die Ergebnisse dieser Planungsprozesse und die daraus abgeleiteten Maßnahmen dar. Eine projektbezogene Darstellung sämtlicher geprüfter Alternativen ist derzeit nicht Bestandteil der regulatorischen Vorgaben für den V-NEP. Mit zunehmender Verfügbarkeit standardisierter Methoden zur Bewertung von Flexibilitäten und systemdienlichen Maßnahmen wird eine Weiterentwicklung dieser Inhalte geprüft.

7.5 Themenblock 5: Berücksichtigung von langfristigen Windkraftpotenzialen

Stellungnahmen

Es wird angemerkt, dass die im V-NEP dargestellten Ausbauannahmen der Salzburg Netz GmbH primär auf Zielsetzungen bis 2030 basieren und keine weitergehenden Ausbauperspektiven für die Windenergie bis 2040 enthalten. Darüber hinaus wird angeregt, die langfristigen Windkraftpotenziale des Bundeslandes Salzburg sowie die Ergebnisse der Raumplanung stärker in die Netzentwicklungsplanung einzubeziehen.

Stellungnahme Salzburg Netz

Die Salzburg Netz GmbH berücksichtigt bei ihrer Netzentwicklungsplanung die geltenden energiepolitischen und raumplanerischen Rahmenbedingungen des Landes Salzburg. Grundlage hierfür sind insbesondere die vom Land Salzburg definierten Ausbauziele sowie die ausgewiesenen bzw. konkret in Planung befindlichen Windkraftstandorte und Eignungsräume für die Windenergienutzung.

Die Netzentwicklungsplanung orientiert sich daher nicht ausschließlich an bestehenden Netzan Anschlussanfragen, sondern berücksichtigt auch die im Rahmen der landesweiten Windkraftplanung identifizierten Standorte und Flächenpotenziale. Die im V-NEP dargestellten Netzausbauprojekte schaffen die Voraussetzungen für die Integration der derzeit absehbaren Windkraftentwicklungen im Netzgebiet der Salzburg Netz GmbH.

Der V-NEP basiert auf den zum Zeitpunkt der Erstellung verfügbaren und ausreichend konkretisierten Planungsgrundlagen. Darüberhinausgehende Entwicklungen und zukünftige Ausbauperspektiven werden im Rahmen der regelmäßigen Aktualisierung der Netzentwicklungsplanung laufend bewertet und bei zukünftigen Planungsständen berücksichtigt.

7.6 Themenblock 6: Integrierter Planungsprozess

Stellungnahmen

Es wird angeregt, die Verteilernetzentwicklungspläne stärker an langfristigen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen auszurichten. Insbesondere wird angeregt,

- › langfristige Entwicklungen über den aktuellen Planungshorizont hinaus stärker zu berücksichtigen,
- › die Abstimmung zwischen Netzplanung, Raumplanung und Projektentwicklung weiter auszubauen,
- › Szenarien der Elektrifizierung sowie zukünftige Entwicklungen bei Flexibilitäten und Speichern verstärkt einzubeziehen,
- › die Netzentwicklungsplanung unter den Verteilernetzen zu vereinheitlichen,
- › zugrundeliegende Annahmen stärker an nationale und europäische Planungsinstrumente anzupassen,
- › den Dialog mit relevanten Stakeholdern im Rahmen der Netzentwicklungsplanung fortzuführen.

Stellungnahme Salzburg Netz

Die Salzburg Netz GmbH teilt die Einschätzung, dass die Transformation des Energiesystems eine langfristig ausgerichtete und regelmäßig aktualisierte Netzentwicklungsplanung erfordert. Der V-NEP basiert auf den zum Zeitpunkt der Erstellung verfügbaren gesetzlichen, regulatorischen und strategischen Rahmenbedingungen sowie auf den bekannten Entwicklungen im Versorgungsgebiet.

Die Netzentwicklungsplanung wird laufend weiterentwickelt und in regelmäßigen Abständen aktualisiert. Dabei werden neue Erkenntnisse, geänderte Rahmenbedingungen sowie Entwicklungen im Bereich Verbrauch, Erzeugung, Flexibilitäten und Speicher schrittweise

berücksichtigt. Auch nationale und europäische Entwicklungen fließen in den Planungsprozess mit ein, aufgrund unterschiedlicher regionaler Rahmenbedingungen, Netzstrukturen und Projektentwicklungen kann es jedoch erforderlich sein, ergänzende regionale Annahmen treffen zu müssen. Eine weitere Harmonisierung der Planungsannahmen zwischen Verteilernetz- und Übertragungsnetzebene wird grundsätzlich begrüßt.

Die Salzburg Netz GmbH unterstützt darüber hinaus den kontinuierlichen Austausch mit Behörden, Interessenvertretungen, Projektentwicklern und weiteren Stakeholdern. Die im Rahmen der Konsultation eingebrachten Anregungen stellen einen wertvollen Beitrag für die laufende Weiterentwicklung der Netzentwicklungsplanung dar.

7.7 Themenblock 7: Konzessionsgebietsübergreifende Netzentwicklung

Stellungnahmen

Es wird angeregt, bei der Netzentwicklungsplanung auch konzessionsgebietsübergreifende Netzlösungen verstärkt zu betrachten. Konkret wird auf die Möglichkeit einer zukünftigen 110-kV-Verbindungsleitung zwischen dem geplanten Umspannwerk Tamsweg und dem Umspannwerk Bodendorf verwiesen. Aus Sicht der Stellungnahme könnte eine solche Verbindung zur weiteren Erhöhung der Versorgungssicherheit, zur Stärkung der Netzstabilität sowie zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien beitragen.

Stellungnahme Salzburg Netz

Die Salzburg Netz GmbH begrüßt die Anregung, netzbetreiberübergreifende Synergien und eine weitergehende Vernetzung benachbarter Netzgebiete im Rahmen der Netzentwicklungsplanung zu betrachten. Grundsätzlich kann eine stärkere Vermaschung der Netze einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, zur Integration erneuerbarer Energien und zur regionalen Netzstabilität leisten.

Voraussetzung dafür ist jedoch zunächst der bedarfsgerechte Ausbau der Netzinfrastruktur innerhalb der betroffenen Region. Im Lungau liegt der Fokus daher derzeit auf der Umsetzung der im V-NEP vorgesehenen Ausbaumaßnahmen, insbesondere auf Projekten zur Stärkung der regionalen 110-kV-Netzinfrastruktur. Hierzu zählen beispielsweise die im Zusammenhang mit dem Tauerntunnel-Projekt vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen sowie weitere Projekte zur Erhöhung der Aufnahme- und Transportkapazitäten in der Region.

Erst mit dem schrittweisen Ausbau und der entsprechenden Stärkung der regionalen Netzstruktur können die Voraussetzungen für die Bewertung zusätzlicher bundeslandübergreifender Verbindungsleitungen geschaffen werden. Die vorgeschlagene Verbindung zwischen dem Umspannwerk Tamsweg und dem Umspannwerk Bodendorf wird daher grundsätzlich als interessante langfristige Entwicklungsoption gesehen, ist jedoch aus heutiger Sicht gegenüber den im V-NEP dargestellten regionalen Ausbaumaßnahmen nachrangig zu betrachten.

Die Anregung wird als wertvoller Beitrag zur langfristigen Weiterentwicklung der regionalen Netzstruktur aufgenommen und kann im Rahmen zukünftiger Netzentwicklungsplanungen gemeinsam mit den betroffenen Netzbetreibern weiter evaluiert werden.