SALZBURGNETZ

Salzburg Netz GmbH

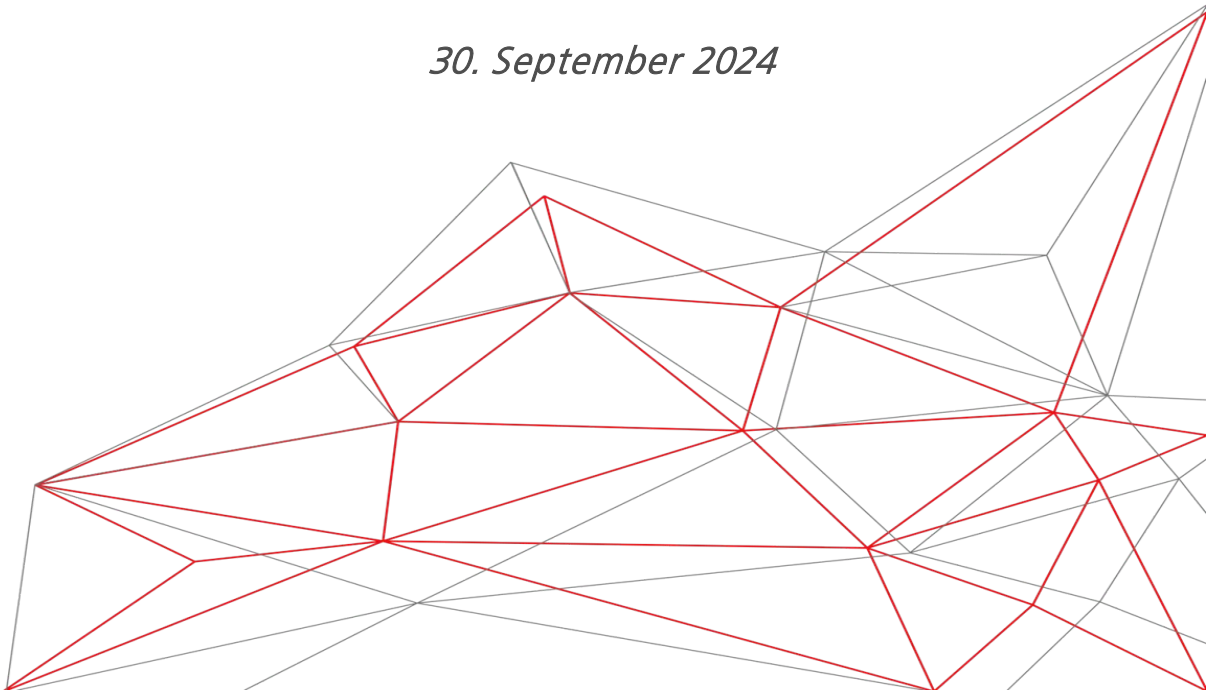
Netzentwicklungsplan 2024

für das Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH

Planungszeitraum

2025 - 2034

30. September 2024



Salzburg, im September 2024
© 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 5

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes 5

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung 6

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen 8

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen 10

1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4 10

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6) 13

1.7 Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen 13

2 Planungsannahmen 15

2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools 15

2.2 Ausblick für Einspeisung 15

2.3 Ausblick für Lasten 17

3 Planungsgrundsätze und -methoden 19

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung 19

Versorgungssicherheit 19

NOVA – Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau 19

Die (n-1) Sicherheit im 110-kV-Netz 20

Teilnetze im 110-kV-Verteilernetz 20

Mittelspannungsnetz – Verkabelungsstrategie 20

Verkleinerung der Mittelspannungs-Teil-Netzgrößen 22

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge 23

Hochspannungsebene 23

Mittelspannungsebene 23

Niederspannungsebene 24

4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen 25

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4 25

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7 41

Kundenprojekte 41

Mitverlegungsmöglichkeiten 41

Verkabelung von störanfälligen Mittelspannungs-Freileitungen 41

Erhöhung der Kurzschlussleistung und Spannungshaltung 41

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen 41

5 Flexibilitätsleistungen 44

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen 44

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung 44

5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“ 44

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 Großarltal, in 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.

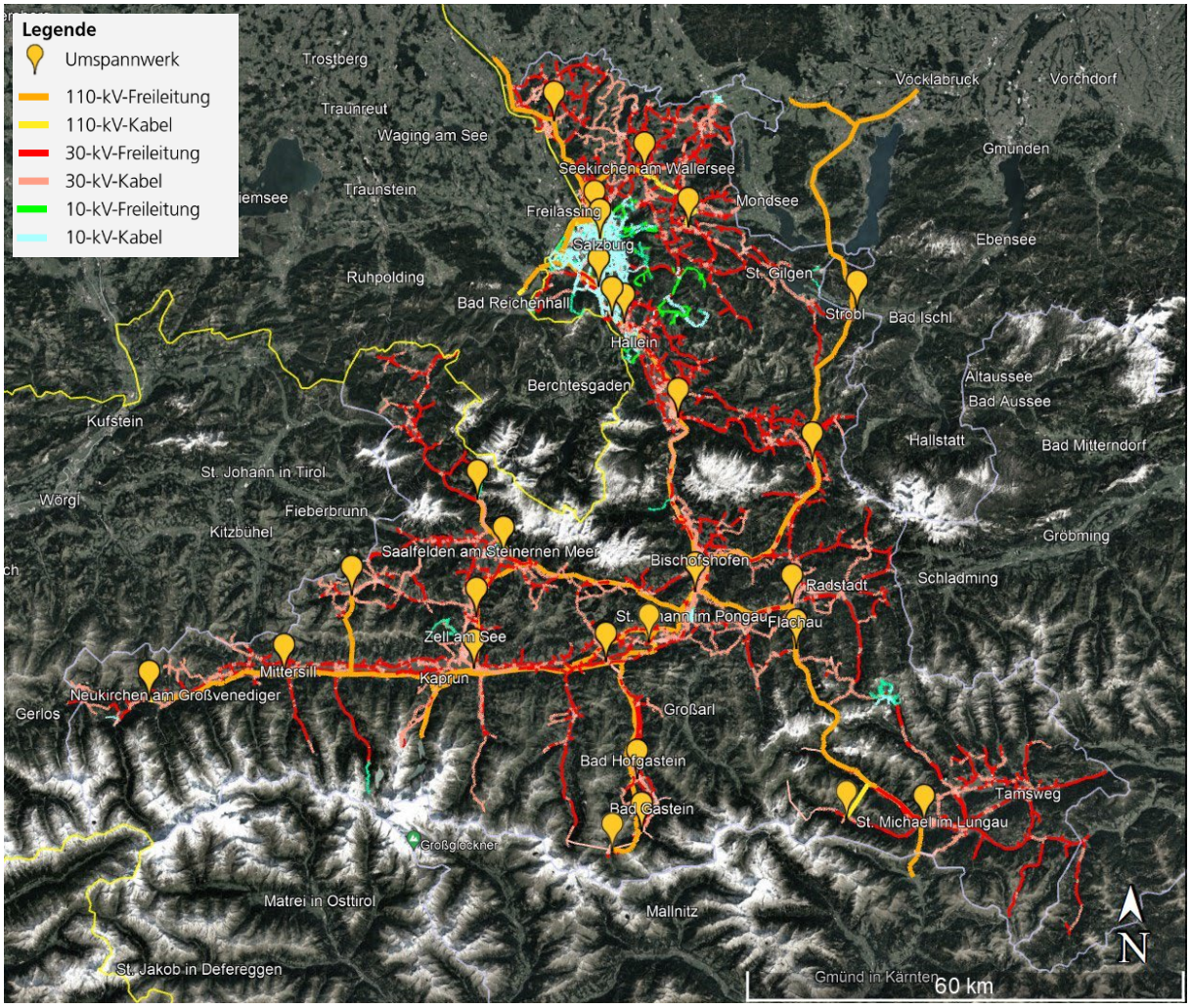


Abbildung 1: Gesamtübersicht Netzgebiet Salzburg

Das Leitungsnetz der Salzburg Netz GmbH besteht aus Hochspannungsleitungen (typisch 110 kV-Ebene) aus Mittelspannungsleitungen (großteils 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]	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
380 kV					
220 kV					
110 kV	331	331	332	330	331
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV					
Mittelspannung (1)	1.690	1.650	1.604	1.566	1.539
Niederspannung (2)	474	442	419	383	356
Freileitungen: Systemlänge [km]					
380 kV					
220 kV					
110 kV	561	561	565	560	561
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV					
Mittelspannung (1)	1.690	1.650	1.604	1.566	1.539
Niederspannung (2)	474	442	419	383	356
Kabel: Trassenlänge [km]					
380 kV					
220 kV					
110 kV	37	37	42	44	45
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	2.695	2.749	2.802	2.892	3.058
Niederspannung (2)	11.775	11.953	12.186	12.444	12.667
Kabel: Systemlänge [km]					
380 kV					
220 kV					
110 kV	43	43	47	49	50
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	2.695	2.749	2.802	2.892	3.058
Niederspannung (2)	11.775	11.953	12.186	12.444	12.667

(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)]	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke					
Anzahl Umspanner					
Leistung Umspanner [MVA]					
Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung [(1)]					
Anzahl Umspannstationen	27	27	27	27	28
Anzahl Umspanner	48	48	48	49	50
Leistung Umspanner [MVA]	1.914	1.914	1.914	1.982	2.018
Mittelspannung zu Mittel- und Niederspannung [(1)]					
Anzahl Transformatorstationen	4.969	4.984	5.022	5.082	5.127
Anzahl Umspanner	5.568	5.586	5.621	5.682	5.739
Leistung Umspanner [MVA]	2.795	2.835	2.888	2.959	3.070
Sonstige [(2)]					
Anzahl Transformatorstationen					
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**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 2.500 kWh/a	219.602	214.020	211.615	216.077	217.942
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	135.432	137.499	140.576	138.563	137.661
	über 15.000 kWh/a	4.389	10.979	11.543	12.014	11.079
	Insgesamt	359.423	362.498	363.734	366.654	366.682
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 2.500 kWh/a	144.702	144.458	141.048	148.561	160.372
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	767.849	784.742	852.250	694.902	666.442
	über 15.000 kWh/a	248.240	256.798	271.620	287.703	230.729
	Insgesamt	1.160.792	1.185.998	1.264.919	1.131.167	1.057.543
Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige)		**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 20 MWh/a	62.916	63.279	63.822	64.105	64.162
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	[redacted]				
	über 150.000 MWh/a	[redacted]				
	Insgesamt	75.467	76.152	76.426	77.244	77.596
Anzahl Bezugszählpunkte nach Netzebenen	NE 7	74.279	74.756	75.749	75.867	75.769
	NE 6	1.874	1.910	1.882	2.008	2.022
	NE 5	541	554	493	659	603
	NE 4	5	4	5	6	5
	NE 1 bis 3	13	12	12	12	14
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 20 MWh/a	134.452	131.266	134.723	131.800	129.797
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	2.167.063	1.987.480	2.033.490	2.120.274	2.025.024
	über 150.000 MWh/a	195.000	207.184	179.717	169.849	175.580
	Insgesamt	2.496.515	2.325.930	2.347.930	2.421.923	2.330.401

Aus datenschutzrechtlichen Gründen werden Zahlen geschwärzt, wenn hieraus Rückschlüsse auf einzelne Kund:innen gezogen werden können.

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen

Tabelle 4: Bestand an Stromerzeugungsanlagen

Wasserkraft	**Größenklasse bzw. Netzebene**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	12	12	13	12	13
	≥ 250 kW und < 35 MW	500	502	502	503	504
	≥ 35 MW und < 50 MW	45	45	45	45	45
	≥ 50 MW	224	224	224	224	224
	Insgesamt	781	783	783	784	786
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	181	186	187	188	196
	≥ 250 kW und < 35 MW	118	119	120	122	123
	≥ 35 MW und < 50 MW	1	1	1	1	1
	≥ 50 MW	3	3	3	3	3
	Insgesamt	303	309	311	314	323
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	6	6	6	6	7
	NE 6	14	14	14	14	15
	NE 5	326	339	328	329	329
	NE 4	17	17	17	17	17
	NE 1 bis 3	418	418	418	418	418
Windkraft	**Größenklasse bzw. Netzebene**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 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	< 250 kW	2	2	2	3	3
	≥ 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	2	2	2	3	3
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**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	85	102	134	179	293
	≥ 250 kW und < 35 MW	13	15	17	25	47
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	99	117	151	205	339
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	9.870	9.995	12.364	15.727	22.928
	≥ 250 kW und < 35 MW	32	36	42	59	97
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	9.902	10.031	12.406	15.786	23.025
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	73	88	117	160	271
	NE 6	14	15	18	24	36
	NE 5	11	13	16	20	28
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	4

Sonstige Erneuerbare [1]	**Größenklasse bzw. Netzebene**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	4	4	4	5	5
	≥ 250 kW und < 35 MW	50	51	52	54	60
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	55	55	56	58	65
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	68	70	71	71	70
	≥ 250 kW und < 35 MW	19	20	21	22	23
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	87	90	92	93	93
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	1	1	2	2	2
	NE 6	3	3	3	3	4
	NE 5	49	49	50	52	58
	NE 4	2	2	2	2	2
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0
Geothermie	**Größenklasse bzw. Netzebene**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 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	< 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
Fossile Brennstoffe [2]	**Größenklasse bzw. Netzebene**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	0	0	0	0	0
	≥ 250 kW und < 35 MW	48	49	49	49	49
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	55	55	55	55	55
	Insgesamt	103	104	104	104	104
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	2	2	2	2	2
	≥ 250 kW und < 35 MW	8	9	9	9	9
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	1	1	1	1	1
	Insgesamt	11	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

(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)	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 10 kW und < 22 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 22 kW und ≤ 42 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
> 42 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Elektrische Energiespeicher (2)	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
< 10 kWh	70	226	456	700	1277
≥ 10 kWh und ≤ 50 kWh	61	209	714	1612	3964
> 50 kWh und ≤ 500 kWh	0	3	12	20	45
> 500 kWh	0	0	0	0	1
Anlagen unbekannte Größenklasse	0	0	0	0	0
Insgesamt	131	438	1182	2332	5287
Heizanlagen (inkl. Wärmepumpen) (3)	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
> 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Klimageräte/Kälteanlagen (3)	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
> 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	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 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

Gebuchte Kapazität [MVA]								
Umspannwerk	**Q4/2022**	**Q1/2023**	**Q2/2023**	**Q3/2023**	**Q4/2023**	**Q1/2024**	**Q2/2024**	**Q3/2024**
UW Flachgau	24	31	29	41	20	21	17	20
UW Goeming	12	16	10	18	8	12	9	13
UW Hof	5	4	5	11	4	4	3	3
UW Strobl	4	3	3	5	1	2	1	2
Summe Flachgau	**44**	**54**	**46**	**75**	**33**	**40**	**30**	**37**
UW Eichet	6	9	12	14	11	13	8	9
UW Hagenau	19	27	27	38	22	24	35	40
UW Mitte	1	1	2	2	1	2	2	2
UW Taxach	6	7	13	16	12	14	10	12
Summe Stadt Salzburg	**32**	**45**	**54**	**69**	**46**	**53**	**55**	**63**
UW Annaberg	2	2	2	4	2	3	4	4
UW Golling	16	20	11	25	10	12	17	50
UW Oberalm	6	7	8	8	4	4	4	4
Summe Tennengau	**24**	**30**	**20**	**38**	**16**	**19**	**25**	**58**
UW Angertal	0	0	1	1	1	1	1	1
UW Flachauwinkl								1
UW Lend	2	4	6	4	4	2	2	2
UW Pongau	14	13	16	22	14	10	21	24
UW Reitdorf	10	12	7	23	8	6	5	5
KW Böckstein	0	0	0	0	1	1	1	1
Summe Pongau	**26**	**29**	**30**	**51**	**28**	**20**	**30**	**34**
UW Lungau	7	10	14	28	14	10	12	14
Summe Lungau	**7**	**10**	**14**	**28**	**14**	**10**	**12**	**14**
UW Hinterglemm	1	2	2	2	2	1	13	15
UW Maishofen	6	1	2	7	1	2	2	2
UW Mittersill	4	6	7	7	4	4	3	3
UW Pinzgau	4	6	6	6	4	4	20	22
UW Saalfelden	1	2	3	3	3	3	2	3
KW Dießbach	2	4	5	5	7	7	7	8
KW Wald	1	1	1	1	1	1	1	1
Summe Pinzgau	**20**	**21**	**25**	**31**	**21**	**22**	**49**	**54**
Summe Salzburg	**153**	**189**	**190**	**292**	**158**	**163**	**201**	**261**

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

Verfügbare Kapazität [MVA]								
Umspannwerk	**Q4/2022**	**Q1/2023**	**Q2/2023**	**Q3/2023**	**Q4/2023**	**Q1/2024**	**Q2/2024**	**Q3/2024**
UW Flachgau	31	24	26	3	13	10	11	12
UW Goeming	45	39	45	35	42	36	38	34
UW Hof	53	51	50	43	48	47	48	47
UW Strobl	16	15	15	13	15	14	14	15
Summe Flachgau	**145**	**129**	**136**	**93**	**118**	**108**	**112**	**108**
UW Eichet	43	40	38	36	34	32	35	40
UW Hagenau	91	83	83	72	73	71	58	62
UW Mitte	60	43	42	42	43	42	41	42
UW Taxach	40	39	33	31	32	30	32	33
Summe Stadt Salzburg	**235**	**205**	**196**	**181**	**181**	**174**	**166**	**177**
UW Annaberg	37	33	33	31	32	32	30	31
UW Golling	22	15	24	10	23	21	15	0
UW Oberalm	28	27	27	20	22	21	20	0
Summe Tennengau	**86**	**75**	**84**	**61**	**77**	**74**	**65**	**31**
UW Angertal	0	0	0	0	0	0	0	0
UW Flachauwinkl								0
UW Lend	0	0	0	0	0	0	0	0
UW Pongau	0	0	0	0	0	0	0	0
UW Reitdorf	0	0	0	0	0	0	0	0
KW Böckstein	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Pongau	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
UW Lungau	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Lungau	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
UW Hinterglemm	36	34	33	33	33	33	21	22
UW Maishofen	31	34	33	28	33	33	32	33
UW Mittersill	11	9	9	3	3	3	4	6
UW Pinzgau	31	29	29	28	27	27	10	0
UW Saalfelden	31	30	29	29	28	28	28	28
KW Dießbach	5	3	2	0	0	0	0	0
KW Wald	7	7	6	4	4	4	2	2
Summe Pinzgau	**151**	**146**	**142**	**127**	**128**	**126**	**97**	**91**
Summe Salzburg	**618**	**554**	**559**	**461**	**505**	**483**	**440**	**407**

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).

In Tabelle 7 ist ersichtlich, dass die Umspannwerke im Pongau und Lungau keine freien Einspeisekapazitäten aufweisen. Dies ist durch einen Engpass im 110 kV-Netz begründet, welcher keine zusätzliche Einspeiseleistung in Richtung der aktuellen ÜNB/VNB Übergabestelle Kaprun zulässt. Mit Inbetriebnahme der 380 kV-Salzburgleitung entsteht in St. Johann im Pongau eine zusätzliche Übergabestelle zum Übertragungsnetz. Dies umgeht den 110 kV-Engpass und ermöglicht eine direkte Einspeisung in das Übertragungsnetz.

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 vereinzelten Stationen zur Verfügung. Der überwiegende Teil der Trafostationen ist mit Schleppzeiger-Amperemeter ausgestattet. Diese werden einmal jährlich 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 genützt 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: 90
- Ferngesteuerte Transformatorstationen 363

Zukünftig werden Fernsteuerung 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 Erdschlusserfassung auf allen Abgängen ausgestattet. Der Netzbetrieb erhält somit einerseits wertvolle Betriebs- und Störinformationen aus dem Netz und kann andererseits, via ferngesteuerten Schaltern, 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 deutlich genauere 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 alleine 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

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 Ölkessel 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 auf die potenziell installierte 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 erneuerbarer Erzeuger (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 der aktuell (Stand 2024) 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.

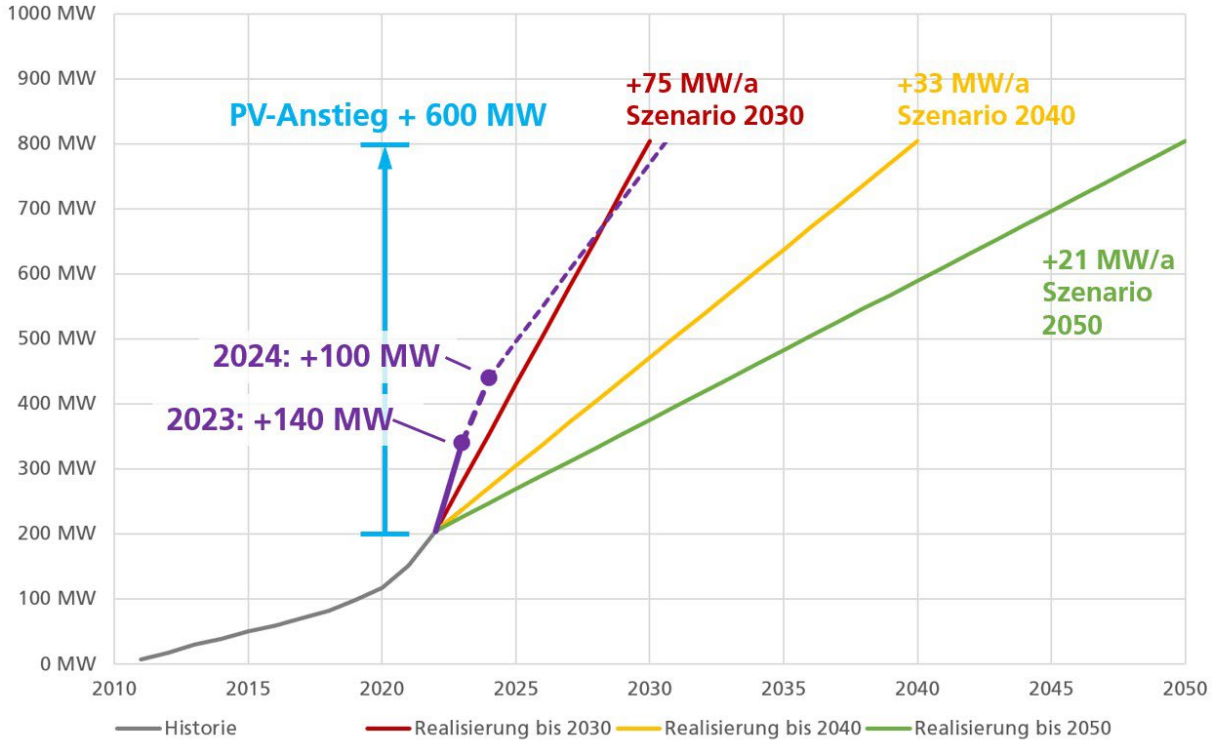


Abbildung 2: Historischer und prognostizierter Verlauf der installierten Photovoltaik-Leistung

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 Zuwachs im Jahr 2023 von +140 MW. Die violette strichlierte Linie den zu erwartenden Wert im Jahr 2024 von rund +100 MW. Selbst mit 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.

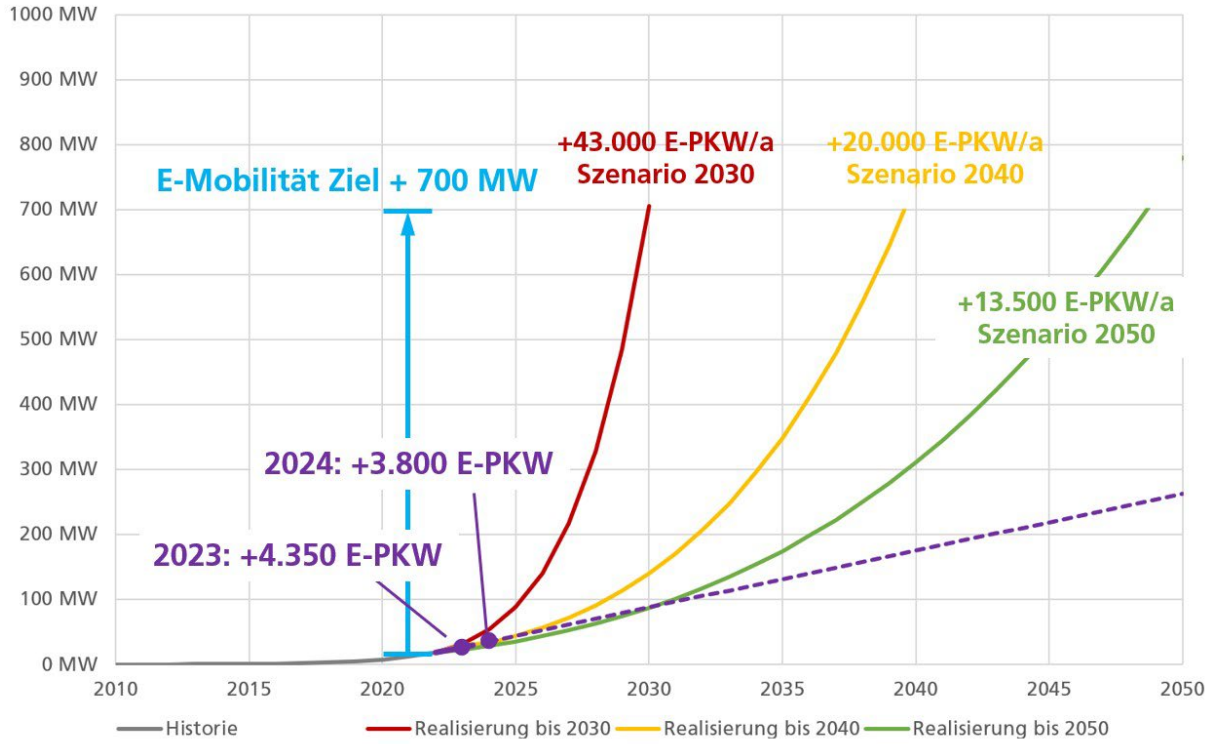


Abbildung 3: Entwicklungsszenarien des E-PKW Ladeleistungsbedarfs

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.

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%.

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 Störungsfall 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 Stichanbindungen 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 Netzbenutzer.
- 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 Netzringe betrieben. 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 Mittelspannungskabel 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 Kunden 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 Mitverlegemöglichkeiten 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 (Kunden-) Anforderungen sowie Mitverlegemöglichkeiten 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 Kunden betroffen ist. Dies gilt speziell für kurzzeitige Spannungseinsenkungen. Diese Ereignisse haben typischerweise eine Fehlerdauer von weniger als eine Sekunde und betreffen alle Kunden, welche aus diesem Mittelspannungsteilnetz versorgt werden. Kunden 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 Kunden 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 Kunden 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 Kabel 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.

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 betrachteten werden müssen:

- Maximaler Netto-Bezug (typisch an den kältesten Wintertagen)
- „Beschneiungsspitze“ 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.

Beim „Projektstatus“ wird zwischen „Planungsüberlegung“, „Vorprojekt“ und „Umsetzungsprojekt“ 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)

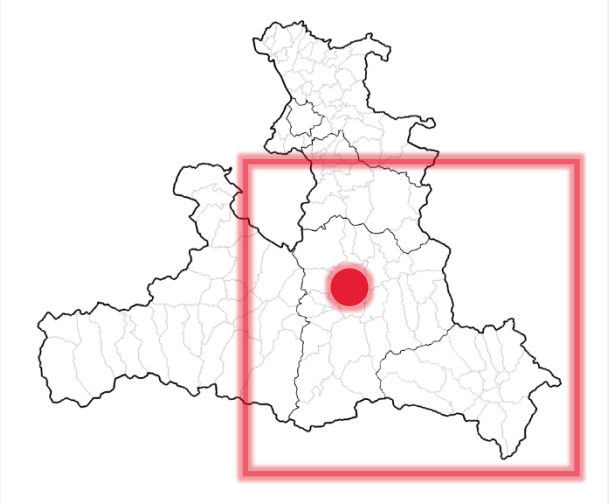
Bei Verteilernetzbetreibern wird es nur in Ausnahmefällen Projekte mit Auswirkungen auf vorgelagerte Netze geben. Die Leistungen mit den nachgelagerten Netzbetreibern sind vertraglich vereinbart. Dementsprechend gibt es auch hier keine Auswirkungen auf andere Netze. Das Feld wird dementsprechend bei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

Derzeit besteht als Verteilnetzbetreiber keine Möglichkeit eine marktbasierte Flexibilität zu beschaffen. Dementsprechend stellt der Punkt „Flexibilitätsbeschaffung“ derzeit keine Alternative zu den gelisteten Projekten dar.

Projektbezeichnung: 380/110-kV-Knoten Pongau

Projektnummer: SNG-24-01	**Netzebene(n):** 2	**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt
Spannungsebene: 380/110 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:** 2025

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 in 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

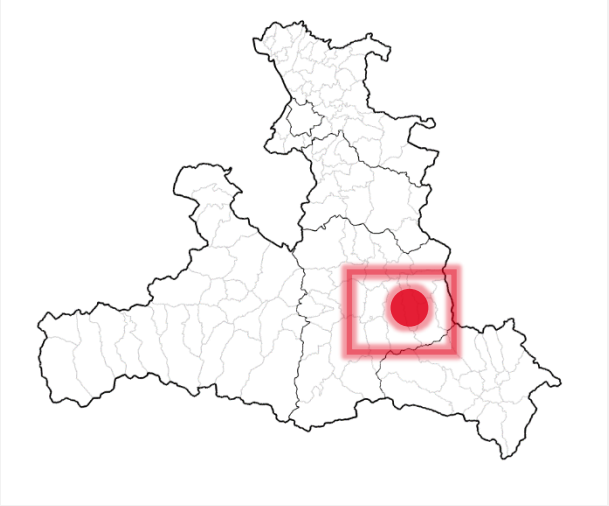
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Flachauwinkl

Projektnummer: SNG-24-02	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**IBN:** in Betrieb seit 2023

Projektbeschreibung:



Das Umspannwerk Flachauwinkl wird als zusätzliches Umspannwerk zwischen den beiden bestehenden 110/30 kV-Umspannwerken Reitdorf und Lungau (St. Michael) errichtet.

Die Reserven des Umspannwerk Reitdorf sind sowohl bzgl. der Leistung als auch bzgl. der Löschfähigkeit praktisch vollständig ausgeschöpft. Dieses Umspannwerk versorgt unter anderem die Gebiete Eben, Filzmoos, Flachau, Radstadt, Altenmarkt, Zauchensee und Obertauern. In südlicher Richtung stellt das etwa 40 km entfernte UW Lungau die einzige Umschaltmöglichkeit auf Mittelspannungsebene dar. Aufgrund des hohen Leistungsbedarfs der zuvor aufgelisteten Gebiete ist eine Ersatzversorgung aus Lungau nicht möglich.

Aufgrund dieser Rahmenbedingungen soll ein neues Umspannwerk im Raum Flachauwinkl errichtet werden. Dieses kann das Umspannwerk Reitdorf deutlich entlasten. Weiters stellen die beiden Umspannwerke Flachauwinkl und Reitdorf auf Mittelspannungsebene eine gegenseitige Redundanz für das dazwischenliegende Netzgebiet dar. Im Störfall kann das Umspannwerk Flachauwinkl zu gewissen Teilen eine Aushilfe für das Umspannwerk Lungau darstellen.

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten:

+50 MVA installierte Umspannerleistung; dies bewirkt eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität von rund +25 MW auf NE 4 ab Inbetriebnahme des 380 kV-Knotens St. Johann (siehe Projekt SNG-24-01)

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze:

keine Auswirkungen

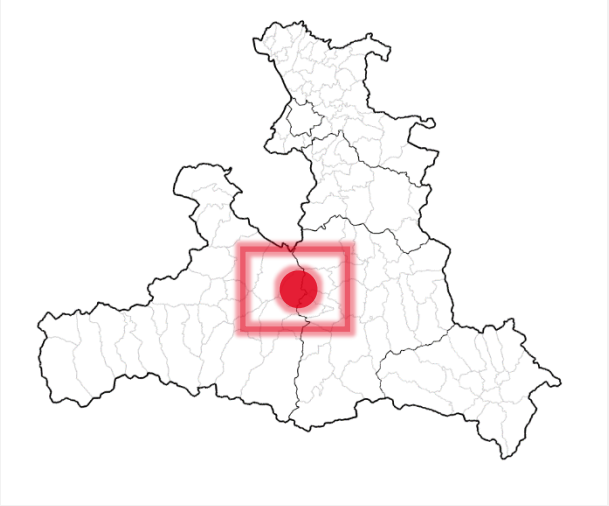
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Dienten

Projektnummer: SNG-24-03	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:** 2025

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.

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):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

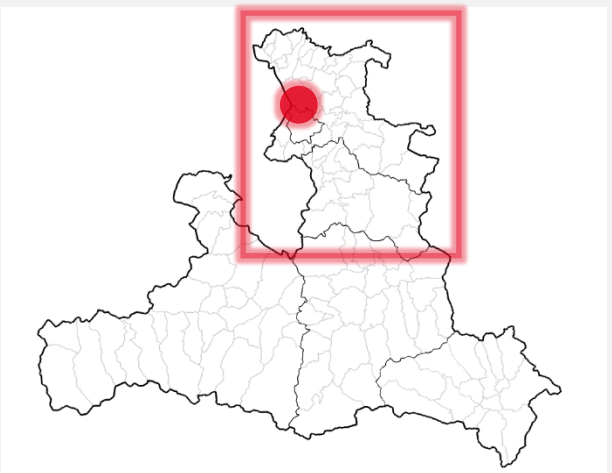
Projektbezeichnung: Kabeltausch UW Hagenau

Projektnummer: SNG-24-04	**Netzebene(n):** 2, 3	**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt
Spannungsebene: 110 kV	**Art:** Leitung	**Gepl. IBN:** 2025

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 Überlast-fähigkeit 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):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

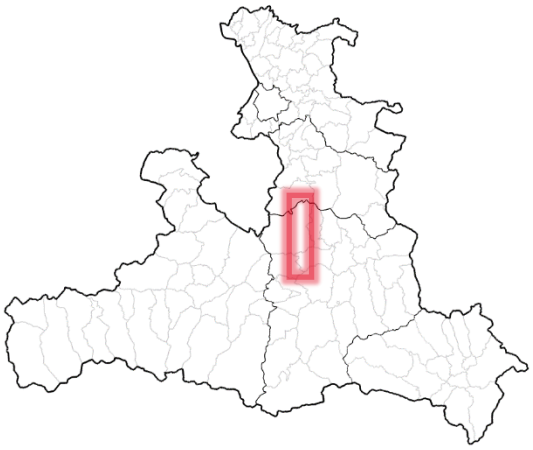
Projektbezeichnung: Ersatzneubau der 110 kV-Leitung Pongau - Golling

Projektnummer: SNG-24-05	**Netzebene(n):** 3	**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt
Spannungsebene: 110 kV	**Art:** Leitung	**Gepl. IBN:** 2024

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

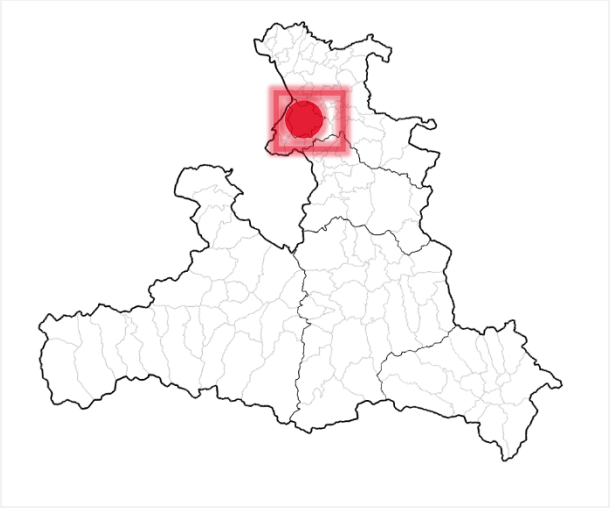
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Mitte - Zusätzlicher Umspanner

Projektnummer: SNG-24-06	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:** 2026

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.

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

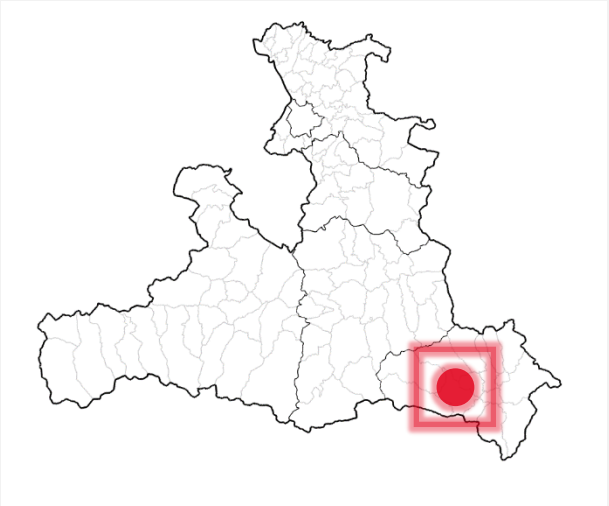
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Lungau - Trafotausch

Projektnummer: SNG-24-07	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:** 2024

Projektbeschreibung:



Tausch der beiden bestehenden 32 MVA Umspanner im Umspannwerk Lungau auf zwei 50 MVA Umspanner.

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 Jahre 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 alleine 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):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Nassfeld - Umspannertausch und Löschspuleninstallation

Projektnummer: SNG-24-08	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:** 2025

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.

Im bestehenden Umspannwerk ist keine 30 kV-Löschspule installiert. Somit kann derzeit kein eigenes 30 kV-Teilnetz aus dem UW Nassfeld heraus gebildet werden.

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 Mittelspannungs-verkabelungsprojekt im Bereich Kolm-Saigurn kann das Rauristal dann auch aus dem UW Nassfeld sicher versorgt werden. Gleichzeitig dient das UW Nassfeld dann als gegenseitige Störaushilfe mit dem UW Böckstein.

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):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Anthering

Projektnummer: SNG-24-09	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Vorprojekt
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:** 2026

Projektbeschreibung:



Errichtung des 110/30 kV Umspannwerks Anthering. Die Einbindung erfolgt in die bestehende 110 kV-Leitung „Hagenau - Flachgau - Göming".

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 alleine 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

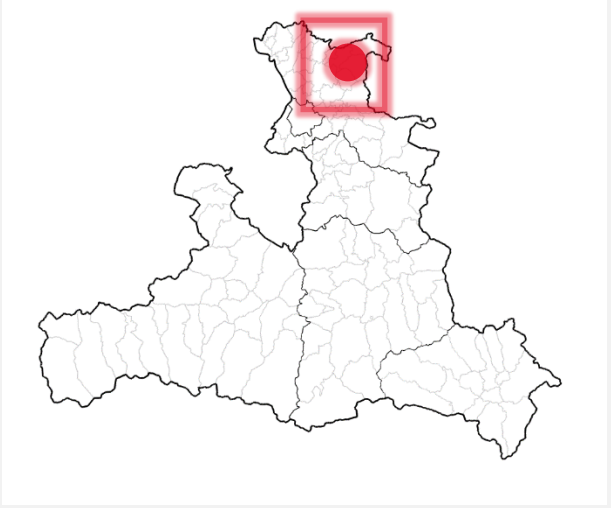
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Straßwalchen

Projektnummer: SNG-24-10	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Planungsüberlegung
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:**

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

Bis zur Inbetriebnahme des UW Straßwalchen werden Verstärkungsmaßnahmen im Mittelspannungsnetz umgesetzt. Ziel ist es, in diesem Zwischenzeitraum dennoch den Anschluss von Erzeugungsmaßnahmen (in begrenztem Ausmaß) zu ermöglichen.

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

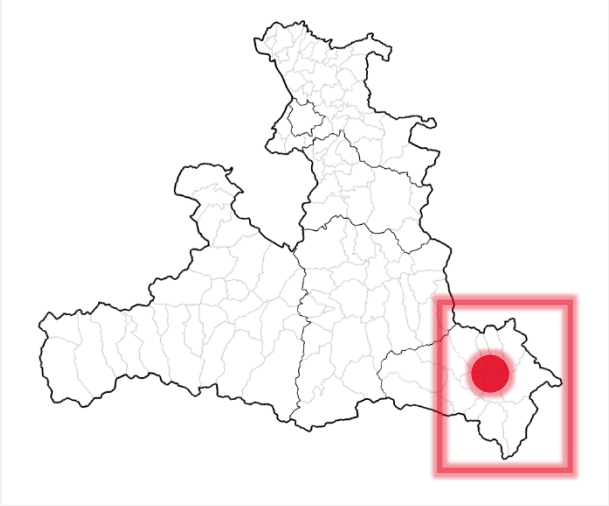
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Lungau Ost inkl. 110-kV-Leitung

Projektnummer: SNG-24-11	**Netzebene(n):** 3,4	**Projektstatus:** Vorprojekt
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:** 2027

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 somit 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. Ziel ist es, in diesem Zwischenzeitraum dennoch den Anschluss von Erzeugungsmaßnahmen (in begrenztem Ausmaß) zu ermöglichen.

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

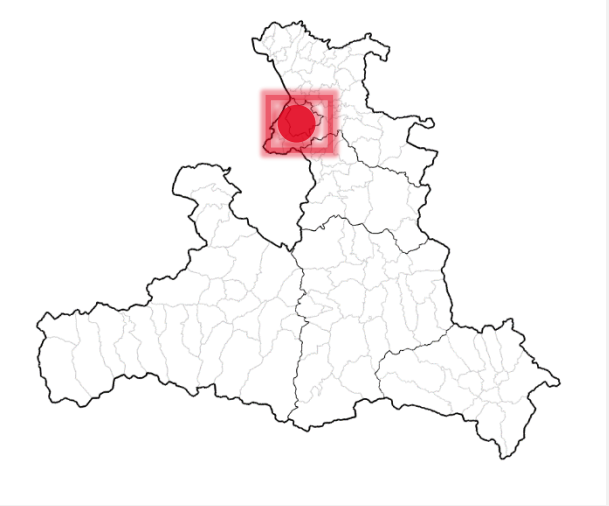
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Maxglan inkl. 110 kV-Anbindung

Projektnummer: SNG-24-12	**Netzebene(n):** 3, 4	**Projektstatus:** Planungsüberlegung
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Leitung und Umspannwerk	**Gepl. IBN:**

Projektbeschreibung:



Erweiterung der 30/10 kV Umspannstation Maxglan Errichtung zu einem vollwertigen Umspannwerk mit 110/30 kV Umspannung sowie 110/10 kV Umspannung. Die 110 kV-Anpeisung 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 Eichet (im Süden) beziehen.

Zweck des UW Maxglans 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 Eichet.

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

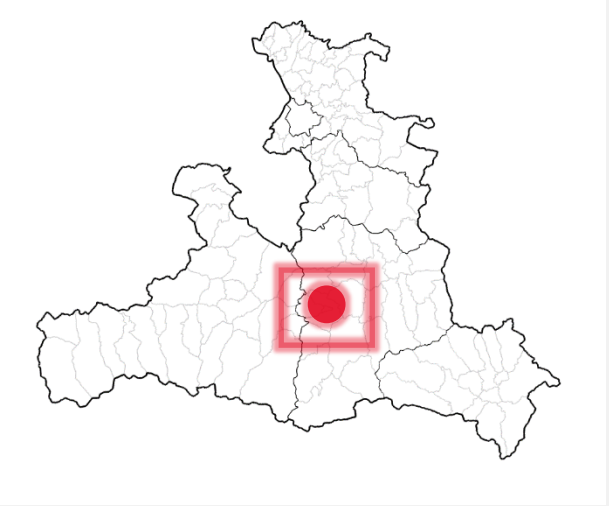
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

Projektbezeichnung: UW Schwarzach - Erweiterung

Projektnummer: SNG-24-13	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Planungsüberlegung
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:**

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 Mittelspannungs-verkabelungsprojekte weiter vorangetrieben werden können (Thema: „Einhaltung der maximalen Löschbezirksgröße“).

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):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

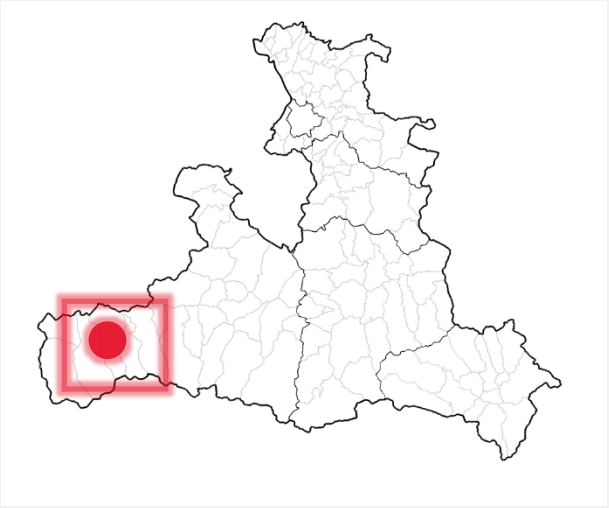
Projektbezeichnung: UW Bramberg

Projektnummer: SNG-24-14	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Planungsüberlegung
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:**

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 lokale 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 Mittelspannungsum-schaltverbindungen erzielt.



Speziell ein Ausfall des Umspannwerks in Wald würde zu relativ großen Ersatzversorgungsdistanzen 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):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

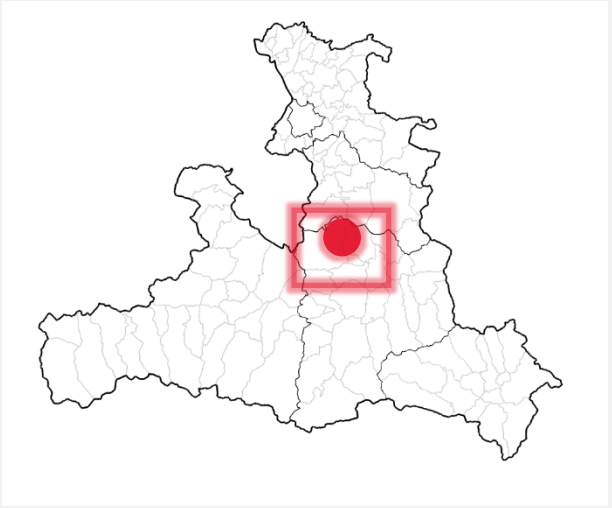
Projektbezeichnung: UW Tenneck

Projektnummer: SNG-24-15	**Netzebene(n):** 4	**Projektstatus:** Planungsüberlegung
Spannungsebene: 110/30 kV	**Art:** Umspannwerk	**Gepl. IBN:**

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 verhältnismäßig lange elektrische Distanzen zurückzulegen.



Zweck des Umspannwerks Tenneck ist die Errichtung eine 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):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.

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 Mitverlegemöglichkeiten 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, stellen 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 denen die Flexibilität angeschlossen ist. Zum Beispiel hat der gesteuerte E-Mobilität-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 Grundbeschneiung 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 weggeschalten 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 Netzkunden 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 Beschneiung 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 reine zeitliche Verschiebung bringt für das Verteilernetz praktisch keinen Vorteil, falls die gleiche Spitzenleistung zu einem späteren Zeitpunkt unvermindert auftritt.

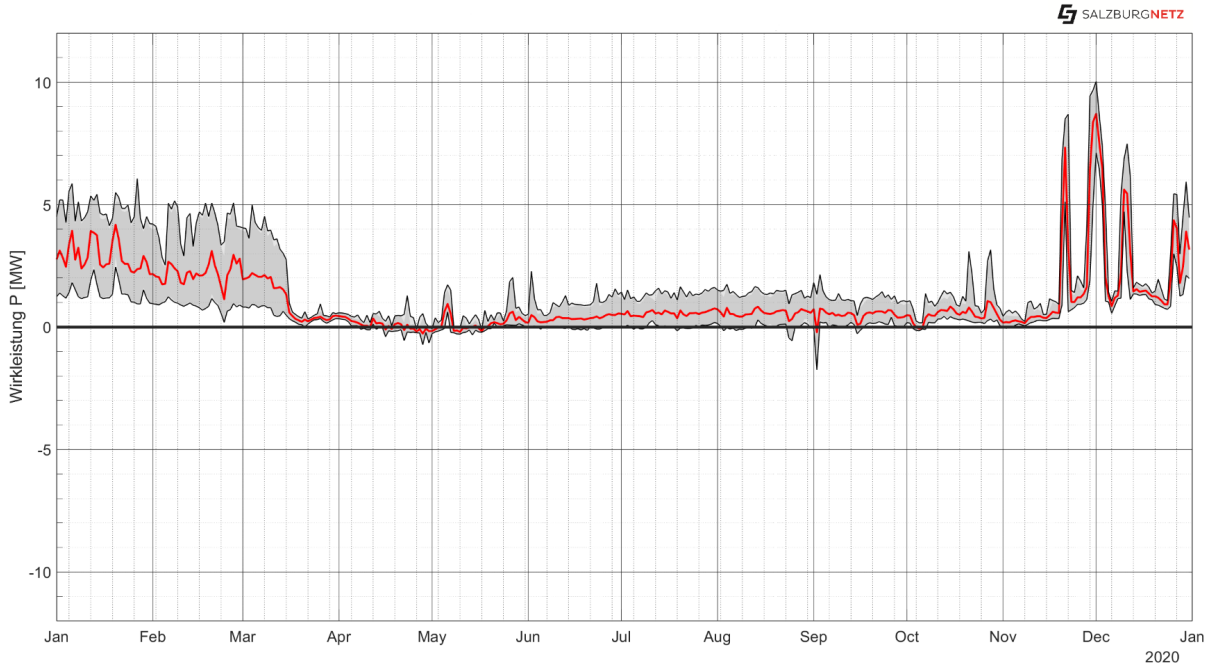


Abbildung 4: Jahreslastprofil eines "Tourismusregions-Mittelspannungsabgang"

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 5 ein Mittelspannungsabzweig dargestellt, welcher in Salzburg typisch für eine klassische Verbrauchsstruktur mit Wohn- und Gewerbebieten 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.

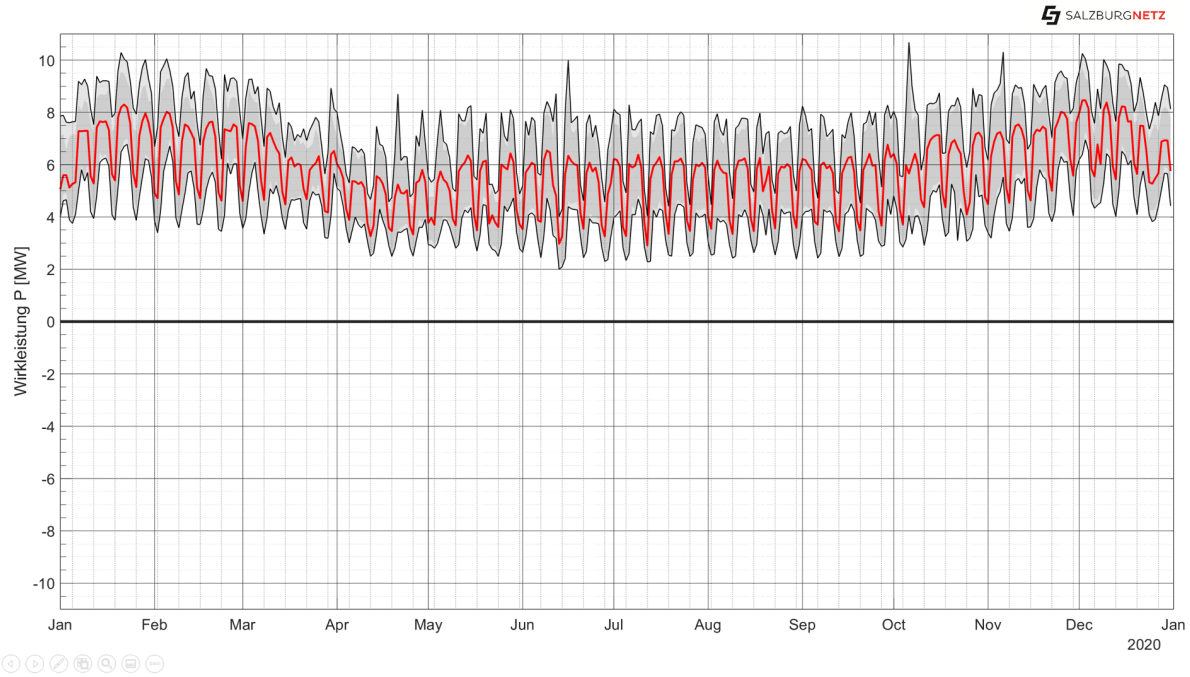


Abbildung 5: Jahreslastprofil eines "Wohngebiet/Gewerbe - Mittelspannungsabgang"

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 Flexibilitätsleistungen

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 Stromnachfrage steigt durch neue Anwendungen (Wärmepumpen, Elektromobilität, Dekarbonisierung der Industrie und durch Umstieg auf strombasierte Prozesse) insgesamt an und gewinnt dabei grundsätzlich an Flexibilität. Die Charakteristik von dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch weisen ohne eine aktive Steuerung von Flexibilität eine abnehmende Gleichzeitigkeit auf.

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen

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

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung

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

- Flexibilitäten, die aktuell nicht explizit koordiniert werden können (bspw. netztarifliche Anreize oder unterbrechbare Tarife), gehen mittelbar in die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Koordinations-Plattform ein und werden somit indirekt 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 dar.