

Netzentwicklungsplan 2024

Für das Verteilernetz der Vorarlberger Energienetze GmbH

Planungszeitraum

2024 - 2034

30. September 2024

Bregenz, im September 2024

© Vorarlberger Energienetze 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.vorarlbergnetz.at

Inhalt

1	Ausgangssituation	2
1.1	Darstellung des Versorgungsgebietes	2
1.2	Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung.....	4
1.3	Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen.....	7
1.4	Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen	11
1.5	Kapazitäten auf Netzebene 4	12
1.6	Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)	13
1.7	Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen	14
2	Planungsannahmen	17
2.1	Beschreibung des eingesetzten Prognosetools	17
2.2	Ausblick für Einspeisung	17
2.3	Ausblick für Lasten	22
3	Planungsgrundsätze und -methoden	24
3.1	Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung	24
3.2	Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge	25
4	Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen	27
4.1	Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4	27
4.2	Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7	47
4.3	Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen	48
5	Flexibilitätsleistungen	49
5.1	Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen	49
5.2	Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung	50
5.3	Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“	50

1 Ausgangssituation

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes

Die Vorarlberger Energienetze GmbH (vorarlberg netz) ist in Vorarlberg Eigentümerin und Betreiberin der Verteilernetze Strom und Erdgas (Kombinationsnetzbetreiberin) und im benachbarten Allgäu Eigentümerin und Betreiberin des Hochspannungsnetzes (110-kV-Netz) samt den zugehörigen Umspannwerken ([zur Homepage](#)).

In Vorarlberg sind an das Netz von vorarlberg netz folgende Betreiber nachgelagerter Verteilernetze angeschlossen:

Stadtwerke Feldkirch

[zur Homepage](#)

Die Stadtwerke Feldkirch sind im Gemeindegebiet von Feldkirch und in Teilen von Frastanz als Betreiber des Verteilernetzes für die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit zuständig. Das Verteilernetz wird über zwei Umspannwerke aus dem 110-kV-Netz versorgt. Die Stromversorgung im Netzgebiet der Stadtwerke Feldkirch erfolgt über das 10 kV-Mittelspannungsnetz mit 31 Mittelspannungsanschlüssen, 204 Netztransformatorstationen und dem unterlagerten 400-V-Niederspannungsnetz.

Elektrizitätswerke Frastanz GmbH

[zur Homepage](#)

Die Elektrizitätswerke Frastanz sind im Gemeindegebiet von Frastanz als Betreiber des Verteilernetzes für die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit zuständig. Das Verteilernetz wird über ein Umspannwerk aus dem 110-kV-Netz versorgt. Die Stromversorgung im Netzgebiet der Elektrizitätswerke Frastanz erfolgt über das 10-kV-Mittelspannungsnetz mit rund 100 Transformatorstationen und dem unterlagerten 400-V-Niederspannungsnetz.

Montafonerbahn AG

[zur Homepage](#)

Die Montafonerbahn ist in den Gemeindegebieten von St. Anton im Montafon, Vandans, Bartholomäberg, Tschagguns, Schruns und Silbertal als Betreiber des Verteilernetzes für die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit zuständig. Das Verteilernetz wird über ein Umspannwerk aus dem 110-kV-Netz versorgt. Die Stromversorgung im Netzgebiet der Montafonerbahn erfolgt über das 20-kV-Mittelspannungsnetz mit rund 120 Transformatorstationen und dem unterlagerten 400-V-Niederspannungsnetz.

Getzner, Mutter & Cie GmbH & Co KG

[zur Homepage](#)

Die Getzner, Mutter & Cie ist in den Gemeindegebieten von Bludenz und Bürs für zwei Industriegebiete als Betreiber des Verteilernetzes für die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit zuständig.

Die Stromversorgung im Netzgebiet der Getzner, Mutter & Cie erfolgt über das 20-kV-Mittelspannungsnetz.

Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH

[zur Homepage](#)

Die Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung ist im Gemeindegebiet von Lorüns als Betreiber des Verteilernetzes für die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit zuständig.

Das Verteilernetz wird über eine Netzübergabestation aus dem 20-kV-Netz versorgt. Die Stromversorgung im Netzgebiet der Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung erfolgt über das 6-kV-

Mittelspannungsnetz mit vier Transformatorstationen und dem unterlagerten 400-V-Niederspannungsnetz.

Eine Ausnahme bildet das Kleinwalsertal, welches an das deutsche Stromnetz angebunden ist. Die Energieversorgung Kleinwalsertal GmbH ist als Betreiber des Verteilernetzes im Kleinwalsertal für die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit zuständig ([zur Homepage](#)).

Das Höchstspannungsnetz in Vorarlberg ist an das europäische Verbundnetz über Deutschland, die Schweiz und Österreich (Bundesland Tirol) angebunden. Die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH ist in Vorarlberg Eigentümerin und Betreiberin des Übertragungsnetzes ([zur Homepage](#)).

In Abbildung 1 sind die Netzstruktur und die geografischen Gegebenheiten (rund zwei Drittel der Landesfläche Vorarlbergs sind Gebirgsregionen) in Vorarlberg dargestellt. Durch die unterschiedlichen Anforderungen (Erzeugungssituation, Kundenstruktur, geografischen Bedingungen) ist das Netz in Vorarlberg unterschiedlich strukturiert. Das Rheintal ist aufgrund seiner starken Besiedelung ein typisches Stadtnetz, das Netz im Walgau wiederum durch große ansässige Industriebetriebe geprägt. Als ein typisch ländliches Netz zählt das Versorgungsgebiet Bregenzerwald. In Vorarlberg befindet sich eine große Anzahl an Tälern mit langen Netzausläufern bis in den alpinen Raum. Die Ausführung dieser Netze ist einerseits von der touristischen Erschließung, insbesondere für den Wintertourismus und andererseits aufgrund von der dort vorhandenen Kraftwerksinfrastruktur stark geprägt.

Das Stromnetz von vorarlberg netz versorgt 93 Gemeinden mit insgesamt rund 217.300 Kunden. In Vorarlberg sorgen die Mitarbeitenden von drei Betriebsstellen für einen reibungslosen Netzbetrieb und stehen den Netzkunden als persönlichen Ansprechpersonen in deren Nähe zur Verfügung.

Weitere Netzstrukturdaten sind im nachfolgenden Kapitel aufgeführt.

Die Versorgungszuverlässigkeit weist für das Jahr 2023 mit einer Nichtverfügbarkeit von 3,6 min/a einen Spitzenwert aus. Wie nationale und internationale Statistiken belegen, gehört das Verteilernetz von vorarlberg netz zu den zuverlässigsten Stromnetzen Europas. Durch den Einsatz von bewährten und zugleich innovativen Technologien, verbunden mit der Kompetenz und dem Engagement der Mitarbeitenden, wird die hohe Versorgungssicherheit bei vorarlberg netz im Wesentlichen durch folgende drei Faktoren erreicht:

1. Hoher Verkabelungsgrad der Verteilernetze
2. Umschaltmöglichkeiten im Störfall
3. Einsatz von mobilen Notstromaggregaten

Eine hohe Versorgungszuverlässigkeit bei gleichzeitig günstigen Netztarifen stellt einen großen Standortvorteil für die Kunden in Vorarlberg dar.

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung

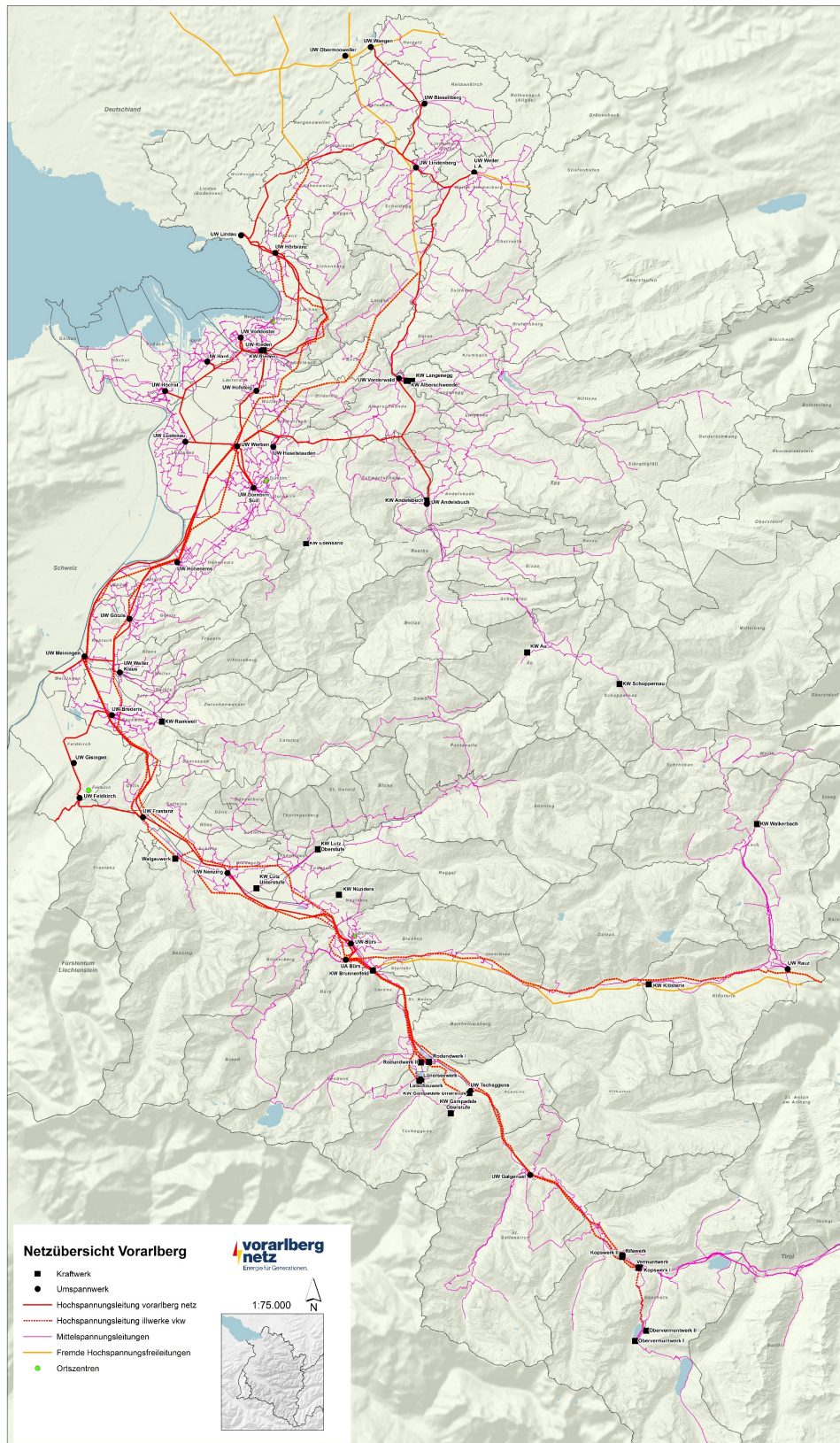


Abbildung 1: Netzstruktur vorarlberg netz und e-netze allgäu

Alle Daten in den folgenden Kapiteln beziehen sich ausschließlich auf das österreichische Netzgebiet von vorarlberg netz.

Tabelle 1: Bestand an Freileitungen und Kabeln in km

	2019	2020	2021	2022	2023
Freileitungen: Trassenlänge					
380 kV					
220 kV	48,64	48,64	50,824	50,824	50,824
110 kV	139,98	139,98	119,254	119,254	119,254
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	153,72	142,92	140,85	133,83	126,54
Niederspannung (2)	71,33	66,64	64,05	60,27	56,35
Freileitungen: Systemlänge					
380 kV					
220 kV	66,95	66,95	66,95	66,95	66,95
110 kV	250,39	250,39	250,39	250,39	250,44
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	170,80	158,80	156,50	148,70	140,60
Niederspannung (2)	101,90	95,20	91,50	86,10	80,50
Kabel: Trassenlänge					
380 kV					
220 kV					
110 kV	32,59	32,59	32,16	32,16	32,16
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	1.383,57	1.396,62	1.410,84	1.399,45	1.445,80
Niederspannung (2)	6.128,64	6.207,81	6.290,13	6.384,28	6.473,25
Kabel: Systemlänge					
380 kV					
220 kV					
110 kV	32,59	32,59	32,16	32,59	32,59
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	1.537,30	1.551,80	1.567,60	1.584,70	1.606,50
Niederspannung (2)	8.755,20	8.868,30	8.985,90	9.120,40	9.247,50

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

2) Niederspannung: 1 kV und darunter

Tabelle 2: Bestand an Umspannwerken und Transformatorstationen

	2019	2020	2021	2022	2023
Höchstspannung zu Hochspannung (1)					
Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke	2	2	2	2	2
Anzahl Umspanner	5	5	5	5	5
Leistung Umspanner (MVA)	1130	1300	1300	1300	1300
Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Umspannstationen	21	21	21	21	22
Anzahl Umspanner	43	43	43	43	45
Leistung Umspanner (MVA)	1430	1430	1430	1430	1510
Mittelspannung zu Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Transformatorstationen	1.581	1.600	1.611	1.628	1.646
Anzahl Umspanner	1.804	1.826	1.837	1.854	1.869
Leistung Umspanner (MVA)	856	876	897	921	942
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. Die Beschriftung „Sonstige“ ist durch eine kurze Beschreibung zu ersetzen.

Tabelle 3: Bestand an Bezugszählpunkten

	Größenklasse des jährlichen Strombezugs bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
Haushalte						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 2.500 kWh/a	55.571	57.885	55.659	64.997	67.441
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	104.583	105.685	107.938	103.807	102.871
	über 15.000 kWh/a	8.887	9.167	10.070	9.240	8.372
	Insgesamt	169.041	172.737	173.667	178.044	178.684
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 2.500 kWh/a	83.064	84.926	83.754	93.801	92.194
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	473.869	474.265	496.936	436.371	450.686
	über 15.000 kWh/a	112.900	112.984	124.438	113.305	101.821
	Insgesamt	669.833	672.175	705.128	643.477	644.701
Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige)						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 20 MWh/a	16.324	16.428	16.717	15.395	16.516
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	21.033	21.717	22.030	22.282	23.398
	über 150.000 MWh/a			40	42	
	Insgesamt	37.357	38.145	38.787	37.719	39.914
Anzahl Bezugszählpunkte nach Netzebenen	NE 7					
	NE 6					

	Größenklasse des jährlichen Strombezugs bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	NE 5					
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
	Insgesamt	1.626.033	1.535.908	1.605.685	1.607.046	1.536.951

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen

Tabelle 4: Bestand an Stromerzeugungsanlagen (Vorlage für Abschnitt 1.2)

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
Wasserkraft						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	4,44	4,74	4,82	4,32	4,47
	≥ 250 kW und < 35 MW	120,96	123,69	123,69	129,49	132,68
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00
	Insgesamt	295,40	298,43	289,51	303,81	307,16
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	85	84	85	85	84
	≥ 250 kW und < 35 MW	31	33	33	33	35
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW	2	2	2	2	2
	Insgesamt	118	119	120	120	121
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	6,76	7,64	7,72	8,11	8,02
	NE 6	0,26	0,34	0,34	0,65	0,62
	NE 5	63,29	65,35	65,35	69,95	73,39
	NE 4	55,10	55,10	55,10	55,10	55,10
	NE 1 bis 3	170,00	170,00	170,00	171,00	170,00
Windkraft						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt					
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt					
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7					
	NE 6					
	NE 5					
	NE 4					
	NE 1 bis 3					

Größenklasse bzw. Netzebene		2019	2020	2021	2022	2023
Photovoltaik						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	42,69	48,02	56,17	65,66	105,04
	> 20 kW und < 250 kW	32,99	35,26	47,08	57,41	92,36
	≥ 250 kW und < 35 MW	9,72	9,95	13,86	20,10	36,18
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	85,40	93,23	117,11	143,17	233,57
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	6.053	6.773	7.760	8.767	12.580
	> 20 kW und < 250 kW	516	579	788	959	1.672
	≥ 250 kW und < 35 MW	23	22	31	47	79
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	6.592	7.374	8.579	9.773	14.331
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	83,71	83,51	107,6	132,63	222,66
	NE 6					
	NE 5	1,69	9,72	9,51	10,54	10,91
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
Sonstige Erneuerbare und biogene Brennstoffe (fest, flüssig, Biogas, Deponie- und Klärgas, sonstige Biogene) (1)						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 250 kW	2,25	2,14	2,38	2,47	2,21
	≥ 250 kW und < 35 MW	5,62	6,25	6,58	5,67	6,09
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	7,87	8,39	8,96	8,14	8,30
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW				1	
	> 20 kW und < 250 kW	31	30	31	32	29
	≥ 250 kW und < 35 MW	9	10	11	9	11
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	40	40	42	42	40
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	3,70	3,93	4,17	3,92	3,94
	NE 6	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
	NE 5	4,10	4,39	4,72	4,15	4,29
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
Geothermie						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 250 kW					
	≥ 250 kW					
	Insgesamt					
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 250 kW					
	≥ 250 kW					
	Insgesamt					

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7					
	NE 6					
	NE 5					
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
Fossile Brennstoffe, Derivate, sonstige nicht-biogene Brennstoffe, Mischfeuerung (2)						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0,02			0,02	
	> 20 kW und < 250 kW	0,03	0,05	0,12	0,07	0,02
	≥ 250 kW und < 35 MW	5,17	5,17	3,17	3,17	2,92
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	5,22	5,22	3,29	3,26	2,94
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	1			1	
	> 20 kW und < 250 kW	1	2	3	1	1
	≥ 250 kW und < 35 MW	5	5	4	4	3
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	7	7	7	6	4
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	1,03	1,03	1,10	1,07	0,75
	NE 6					
	NE 5	4,19	4,19	2,19	2,19	2,19
	NE 4					
	NE 1 bis 3					

1) Nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien.

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

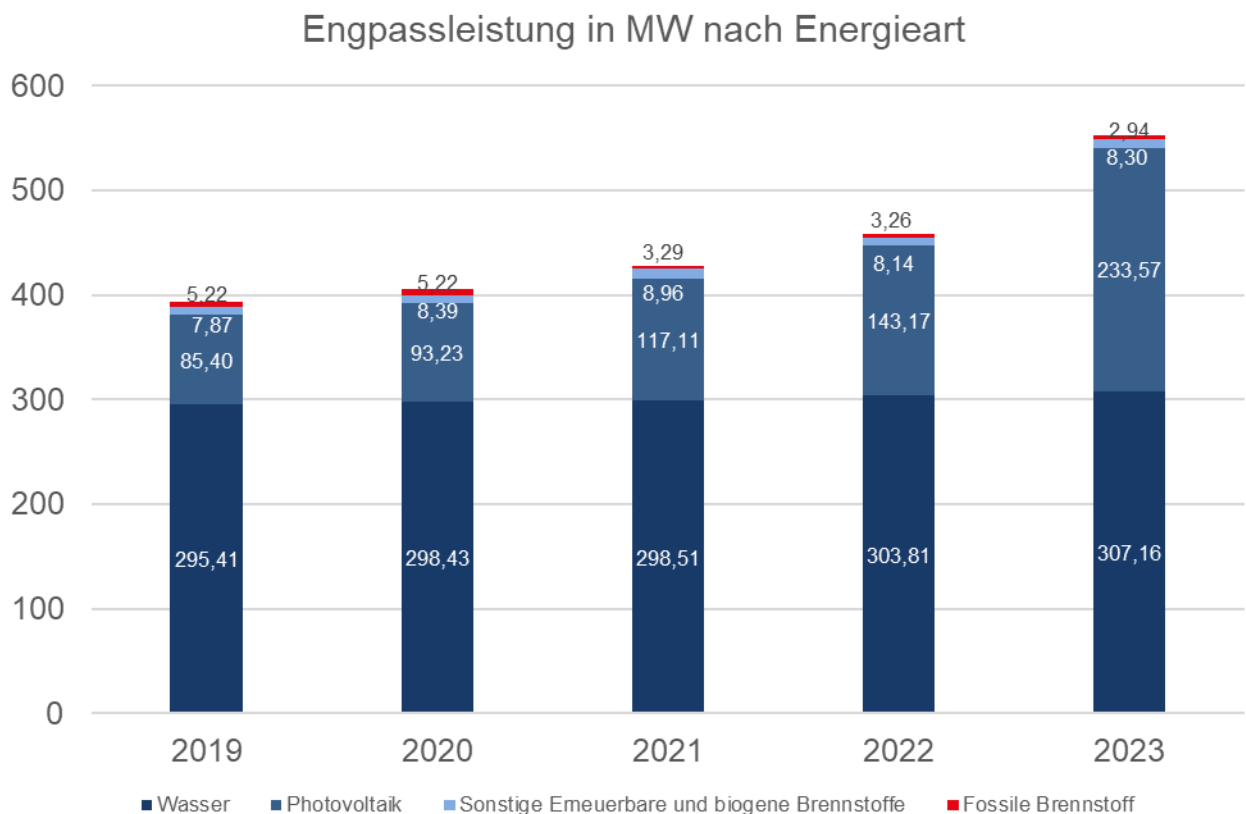


Abbildung 2: Entwicklung des Bestandes an Erzeugungsanlagen

Digitaler Netzanschluss und automatisierte Netzberechnung

Anfang des Jahres 2024 konnte die digitale Vertragsannahme für Ladestellen bis 11 kW und Erzeugungsanlagen bis 20 kW eingeführt und damit ein weiterer Meilenstein bei der weitestgehend automatisierten Netzanschlussbeurteilung erreicht werden. Möglich ist dies über die digitale Plattform „Online-Anschlussanfrage“, [Digitaler Netzanschluss \(vorarlbergnetz.at\)](https://www.vorarlbergnetz.at).

Die Daten zur Netzmodellierung in der Niederspannungsebene werden durch das Netzinformationssystem von vorarlberg netz bereitgestellt. Durch die sukzessive Erweiterung eines digitalen Zwillings im Stromnetz (virtuelle Abbildung der Netzanlagen und Betriebsmittel im Netzinformationssystem) werden die für zuverlässige Netzberechnungen benötigten Daten gewährleistet. Auf diesen Daten baut die automatisierte Netzberechnung auf, die für jeden Anschlusspunkt die maximal zusätzlich möglichen Einspeise- und Bezugsleistungen ermittelt und für weitere Prozesse zur Verfügung stellt.

Ist das Ergebnis der Netzberechnung positiv, wird automatisch ein Angebot für den Netzanschlussvertrag für E-Ladestellen bis 11 kW und Erzeugungsanlagen bis 20 kW erstellt und per E-Mail an die Kunden verschickt. Im Fall einer unzureichenden Netzanschlusskapazität wird die Anfrage von Mitarbeitenden bei vorarlberg netz geprüft und netzseitige Maßnahmen werden veranlasst.

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen

Tabelle 5: Anzahl der meldepflichtigen Betriebsmittel im Versorgungsgebiet

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

Zu diesen Betriebsmitteln liegen vorarlberg netz keine zuverlässigen Werte vor, es können daher keine Angaben dazu veröffentlicht werden.

Digitaler Netzanschluss und automatisierte Netzberechnung

Bei vorarlberg netz wurde die digitale Vertragsannahme für Ladestellen bis 11 kW und Erzeugungsanlagen bis 20 kW umgesetzt. Eine genauere Beschreibung findet sich in Kapitel 1.3.

1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4

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

	Gebuchte Kapazität (MVA)						
	Q4/2022	Q1/2023	Q2/2023	Q3/2023	Q4/2023	Q1/2024	Q2/2024
UW Andelsbuch	12,9	12,8	12,5	12,0	11,2	10,2	9,7
UW Brederis	9,5	9,1	8,0	7,7	7,0	7,1	6,9
UW Bürs 10kV	6,1	5,8	5,4	5,4	5,1	5,0	5,0
UW Bürs 30kV	4,8	4,4	4,2	4,0	3,9	3,8	3,8
UW Dornbirn Süd	10,9	10,5	10,3	10,0	8,4	8,3	8,1
UW Feldkirch	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
UW Frastanz 10kV	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
UW Frastanz 30kV	7,6	7,4	7,2	7,0	4,5	6,0	5,4
UW Gisingen	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
UW Götzis	9,5	9,4	9,2	9,0	8,4	8,1	7,9
UW Hard	7,1	6,6	6,5	6,4	6,2	5,8	5,2
UW Haselstauden	13,7	12,5	12,3	12,2	11,8	11,6	11,2
UW Höchst	6,3	6,2	5,9	5,8	5,5	5,4	5,3
UW Hofsteig	-	-	-	-	4,1	3,6	3,6
UW Hohenems	12,1	10,9	10,6	10,0	9,7	9,6	9,4
UW Hörbranz	5,4	5,4	5,2	5,1	5,0	4,9	4,8
UW Lustenau	9,9	9,7	9,5	9,2	8,5	8,6	8,0
UW Nenzing	13,7	13,1	12,7	11,9	13,3	11,2	11,1
UW Rauz	3,2	3,2	3,1	3,1	3,0	1,2	1,2
UW Rieden	5,2	5,0	4,7	4,6	4,3	4,3	4,2
UW Tschagguns	2,7	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5
UW Vorderwald	10,6	10,5	10,3	10,0	9,6	9,2	8,5
UW Vorkloster	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
UW Weiler Klaus	7,0	6,8	6,5	6,3	6,1	5,5	4,9
Summe Netzbetreiber	165,3	158,8	153,6	149,2	144,8	138,6	133,4

	Verfügbare Kapazität (MVA)						
	Q4/2022	Q1/2023	Q2/2023	Q3/2023	Q4/2023	Q1/2024	Q2/2024
UW Andelsbuch	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,6	1,0
UW Brederis	23,5	23,9	25,0	25,3	26,0	25,9	26,1
UW Bürs 10kV	23,7	24,0	24,4	24,4	24,7	24,8	24,8
UW Bürs 30kV	0,5	0,9	0,8	0,9	1,0	1,1	0,9
UW Dornbirn Süd	55,1	55,5	55,7	56,0	57,6	57,7	57,9
UW Feldkirch	17,6	17,8	16,5	16,4	16,4	16,4	16,5
UW Frastanz 10kV	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
UW Frastanz 30kV	9,4	9,6	6,1	6,1	8,6	7,1	7,3
UW Gisingen	19,2	19,2	18,4	18,3	18,3	18,3	18,0
UW Götzis	20,1	20,2	20,4	20,6	21,2	21,5	21,7
UW Hard	25,9	26,4	26,5	26,6	26,8	27,2	27,8
UW Haselstauden	19,3	20,5	20,7	20,8	21,2	21,4	21,8
UW Höchst	26,7	26,8	27,1	27,2	27,5	27,6	27,7

UW Hofsteig	-	-	-	-	41,9	42,4	40,8
UW Hohenems	17,5	18,7	19,0	19,6	19,9	20,0	20,2
UW Hörbranz	18,7	18,8	18,6	18,7	18,8	18,8	17,2
UW Lustenau	16,6	16,8	17,0	17,3	18,0	17,9	18,5
UW Nenzing	14,7	16,1	11,9	12,3	10,0	12,1	8,9
UW Rauz	19,4	19,4	18,2	18,3	18,3	20,1	21,6
UW Rieden	24,6	24,8	25,1	25,2	25,5	25,5	25,6
UW Tschagguns	9,9	9,9	11,4	9,3	9,5	9,4	7,8
UW Vorderwald	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UW Vorkloster	31,3	31,4	31,4	31,4	31,5	31,5	31,5
UW Weiler Klaus	26,0	26,3	25,3	25,1	25,2	25,8	25,3
Summe Netzbetreiber	444,0	451,5	443,2	443,5	491,6	496,8	492,6

Gemäß §20 des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EWOOG) "Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten" wird von den österreichischen Stromnetzbetreibern eine zumindest quartalsweise Veröffentlichung der verfügbaren und gebuchten Kapazität (in MVA) je Umspannwerk verlangt.

Die Veröffentlichung erfolgt einheitlich über ebUtilities.at, die Informationsplattform der österreichischen Energiewirtschaft. Es sind alle gemeldeten Kapazitäten sowohl in grafischer als auch in tabellarischer Form dargestellt. Die angezeigten Kapazitäten stellen eine unverbindliche Information ohne Rechtsanspruch und eine Momentaufnahme dar. Für Anfragen zu einem konkreten Netzanschluss oder Rückfragen zu den angezeigten Daten ist zwingend der Kontakt zum jeweiligen Netzbetreiber herzustellen.

Link auf ebUtilities.at: [Verfügbare Netzanschlusskapazitäten - EbUtilities](#)

Link auf vorarlberg netz: [Strom-Netzdaten \(vorarlbergnetz.at\)](#), Rubrik „Freie Einspeisekapazitäten“

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)

Bei vorarlberg netz werden gemäß den Vorgaben des Asset Management wiederkehrende Trafostationskontrollen zur Erhebung des Zustandes der gesamten Anlage und der Messwerte der Transformatoren (Trafoauslastung) durchgeführt. Die daraus abgeleiteten Maßnahmen – notwendige Instandsetzungen und gegebenenfalls Erhöhung der Leistungskapazität – gewährleisten die hinreichende Betriebssicherheit dieser für die Versorgungszuverlässigkeit besonders bedeutsamen Anlagen.

Klassische Ortsnetzstationen besitzen zwar selbst eine Messeinheit, ein Messwerk mit sogenanntem Schleppzeiger, dieser zeigt aber nur den höchstgemessenen Gesamtverbrauch einer Station an. Für die Erhebung der maximalen Belastung der Transformatoren werden grundsätzlich die Schleppzeigerwerte einmal jährlich ausgelesen. Im Zuge der Digitalisierung der Netze kommen bei vorarlberg netz auch in diesem Bereich sukzessive moderne Messgeräte zum Einsatz, mit denen es möglich ist, die Auslastung der Transformatoren genauer zu erfassen und weiter zu verarbeiten. Dadurch kann der Einsatz der Transformatoren optimiert werden und schneller auf mögliche geänderte Netzverhältnisse reagiert werden.

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

Möglichkeiten von Netzmonitoring und Steuerung in Echtzeit

In der Netzebene 7 ermöglicht die Umsetzung des Smart Meter Rollouts ein zielgerichtetes, volkswirtschaftliches Planen und Ausbauen der Netzinfrastruktur. Voraussetzung dafür ist der anonymisierte Zugriff auf Daten von P, Q und U (Zuordnung auf Anschlussobjektnummer. Der Rechnungshof Österreich empfiehlt im Bericht „Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“, dass BMK und ECA sich dafür einsetzen sollten, Bestimmungen zur Nutzung der Smart-Meter-Daten durch VNB für Zwecke der Systemauslegung und Netzplanung sowie des Betriebs der Stromnetze datenschutzkonform zu präzisieren. Ebenso empfiehlt der Rechnungshof, dass gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse (Mitwirkung an der Beseitigung von Netzengpässen und Gewährleistung der Versorgungssicherheit) berücksichtigt werden.

Bis 2030 soll bei vorarlberg netz verstärkt auf den Einsatz von zusätzlicher moderner Messtechnik in den Netzebenen 5, 6, und 7 als Voraussetzung für Steuermöglichkeiten gesetzt werden.

Aufbauend auf den Anforderungen und Regelungen der „TOR Verteilernetzanschluss - Mittelspannung“ und „TOR Stromerzeugungsanlagen Typ B“ kommt es mit den Erfahrungen aus dem vorausgegangenen Leuchtturmprojekt „Smart Grid Großes Walsertal“ zu ersten Umsetzungen beim Ansteuern von Erzeugern und Lasten (DC-Schnelllader für E-Mobilität) in der Mittelspannung.

Das Monitoring der Netzebenen 2, 3 und 4 erfolgt über Messwandler. Die in Echtzeit erfassten Messwerte werden an die Netzleitstelle übermittelt. Die Betriebsmittel der Netzebenen 2, 3 und 4 sind von der Netzleitstelle fernsteuerbar. In der Netzebene 5 sind derzeit nur Schwerpunktstationen von der Netzleitstelle fernsteuerbar.

Smart Meter

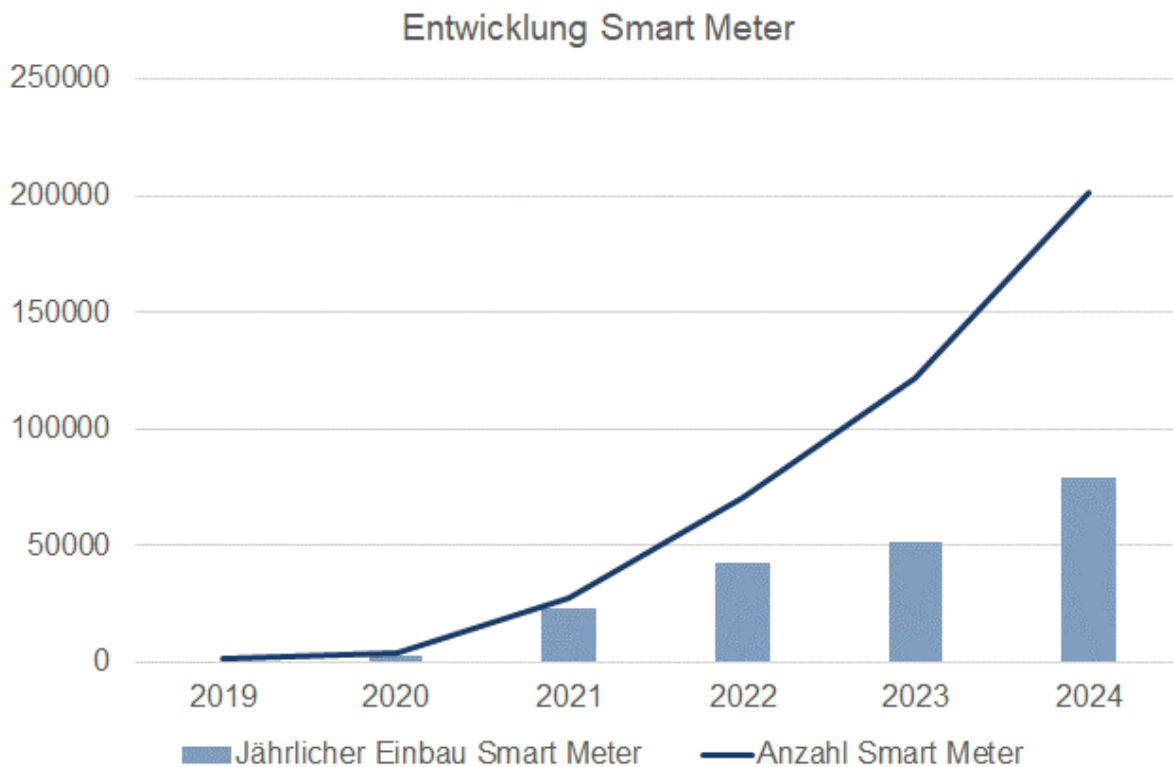


Abbildung 3: Status des Smart Meter Rollouts

Mit Stand Juni 2024 sind ca. 162.000 Smart Meter installiert, diese repräsentieren 174.000 Zählpunkte. Alle 162.000 Smart Meter sind kommunikationstechnisch angeschlossen.

Fernüberwachbare und steuerbare Trafostationen

vorarlberg netz hat sich gegenwärtig das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 bis zu 20 % aller Ortsnetzstationen als sogenannte intelligente Ortsnetzstation (iONS) auszuführen. Charakteristisch für eine iONS ist einerseits deren fernwirktechnische Anbindung zur Daten-/Messwertübertragung und andererseits die Möglichkeit zum ferngesteuerten Schalten von Mittelspannungsschaltgeräten.

Mit Stand Mai 2024 sind im Netzgebiet von vorarlberg netz insgesamt 54 intelligente Ortsnetzstationen in Betrieb.

Die im Zusammenhang mit dem Einsatz und Betrieb von iONS zur Verfügung stehenden 15 min-Mittelwerte diverser Messgrößen (Spannung, Strom etc.) werden bei vorarlberg netz für zahlreiche Anwendungen (Netzsimulationen, Netzmonitoring etc.) nutzbringend verwendet. Damit wird beispielsweise eine bessere Bewertung/Einschätzung der örtlich vorherrschenden Netzsituation ermöglicht.

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) werden bei vorarlberg netz seit Ende 2021 als zusätzliche Möglichkeit der Netzertüchtigung – als Ergänzung zum klassischen Netzausbau (Leitungsverlegungen etc.) – eingesetzt. Mit Stand Mai 2024 sind in 37 Trafostationen derartige Transformatoren installiert.

Nutzung weiterer Betriebsmittel zur Netzsteuerung

Die seit zehn Jahren in Betrieb befindliche wirkstromkompoundierte Spannungsregelung in ca. 75 % aller Umspannwerke hilft mit ihrem variablen MS-Spannungspegel gezielt auf die jeweiligen Netzverhältnisse zu reagieren, vorausgesetzt dass eine gewisse Inhomogenität im betrachteten Netz zwischen Last und Einspeisung nicht überschritten wird. Die Spannungsregelung und die seit dem Jahr 2015 im Einsatz befindliche bzw. geforderte Q(U)-Regelung von Erzeugungsanlagen ermöglichen eine effiziente Integration der stetig steigenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen in das Niederspannungsnetz. In einem praktischen Feldversuch, mit wissenschaftlicher Begleitung durch die Technische Universität München, wurde die Praxistauglichkeit der Q(U)-Betriebsweise von PV-Wechselrichtern unterschiedlicher Hersteller bei vorarlberg netz erfolgreich getestet.

Im Netz von vorarlberg netz ist in der Netzebene 2 ein Phasenschiebertransformator zur Wirkleistungssteuerung im Einsatz. Vor allem bei hohen Lastflüssen in der 220-kV-Ebene verhindert dieser Querflüsse über das 110-kV-Netz.

2 Planungsannahmen

2.1 Beschreibung des eingesetzten Prognosetools

Die Prognose für die Erzeugung beruht zu großen Teilen auf den mission2030-Zielen der österreichischen Bundesregierung bzw. auf dem Strategiepapier "Energieautonomie+ 2030" der Vorarlberger Landesregierung. Auf Basis dieser Annahmen wurden gemeinsam mit dem Forschungszentrum für Energie der FH Vorarlberg in einer Szenarien-Simulation die Auswirkungen auf das Verteilernetz (speziell die Niederspannungsnetze) untersucht. Dabei wurden ca. 80 % der Niederspannungsnetze von vorarlberg netz auf die Auswirkungen der dezentralen Erzeugung bis 2030 untersucht.

Zur Prognose der Lastentwicklung wurde eine Analyse mit geographischen Informationssystemen auf Basis von Laststeigerungsannahmen und Gleichzeitigkeitsfaktoren durchgeführt. Mittels vorab definierter Wachstumsfaktoren wurden Verdichtungen bestehender Lasten sowie neu zu erwartende Lastzentren in einem zellulären Ansatz eruiert. Die räumliche Lastprognose basiert auf 25m x 25m Zellen, die das gesamte Netzgebiet von vorarlberg netz abdecken. Mit diesen Zellen wird die räumliche Verteilung sämtlicher Lasttypen berücksichtigt, d.h.

- Bestandsgebiete durch die Skalierung bestehender Lasten,
- Erschließungsgebiete durch Identifikation künftig bebauter Gebiete und Zuweisung der zu erwartenden Lastwerte sowie
- bereits fix verortbare Lasten wie bspw. Schnelllader entlang von Hauptverkehrsrouten und in Skigebieten

Die Lasten der resultierenden Heatmap werden der bestehenden Netzinfrastruktur zugeordnet und ermöglichen eine Prognose der zu erwartenden Lasten in den Jahren 2030, 2040, 2050 auf Ebene von Stationen, Umspannwerksabzweigen und Umspannwerken.

2.2 Ausblick für Einspeisung

Klima- und Energiestrategie Österreich

2030 soll der Strombedarf über das Jahr betrachtet vollständig aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt, bereits 2040 die Klimaneutralität erreicht werden. Um diese Ziele zu erreichen, müssen bis zum Jahr 2030 österreichweit Erzeugungskapazitäten im Ausmaß von 27 TWh errichtet werden. Umgelegt auf die verschiedenen Erzeugungsarten, sehen das Regierungsprogramm 2020-2024 sowie das auf dieser Grundlage bereits in Kraft getretene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) einen Zubau von 11 TWh bei Photovoltaik, 10 TWh bei Windkraft, 5 TWh bei Wasserkraft und 1 TWh bei Biomasse vor. Das EAG gibt die rechtlichen Rahmenbedingungen für diesen Infrastrukturausbau vor.

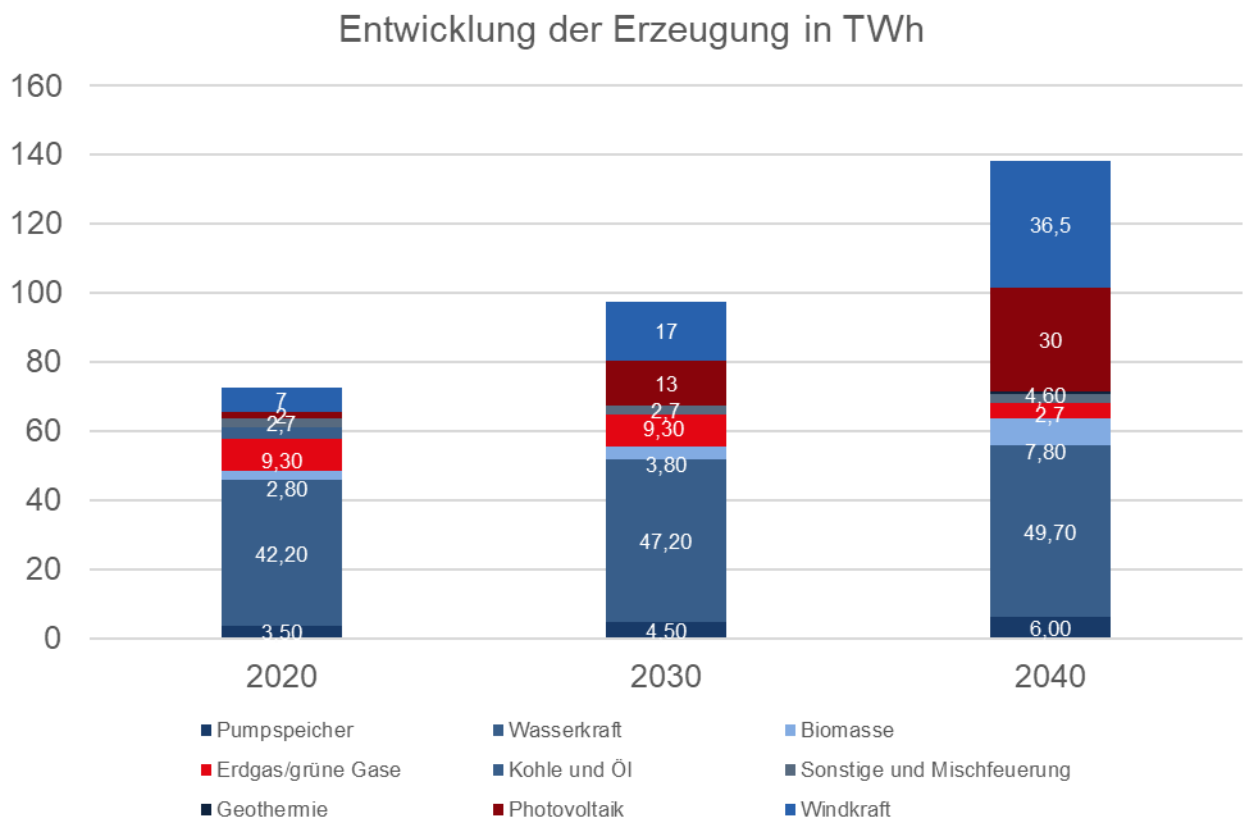


Abbildung 4: Entwicklung der Erzeugung in TWh

Quelle: Daten für 2020: E-Control & Eurostat | 2030: EAG | Prognose OE & PwC

Auf die zu installierende Leistung hin bedeutet dies, aufgrund der fluktuierenden Erzeugung aus Erneuerbaren, ungefähr eine Verdreifachung der aktuellen installierten Leistung und damit einhergehend ein enormer Bedarf an weiterer Netzinfrastruktur, Speichern und Flexibilitäten.

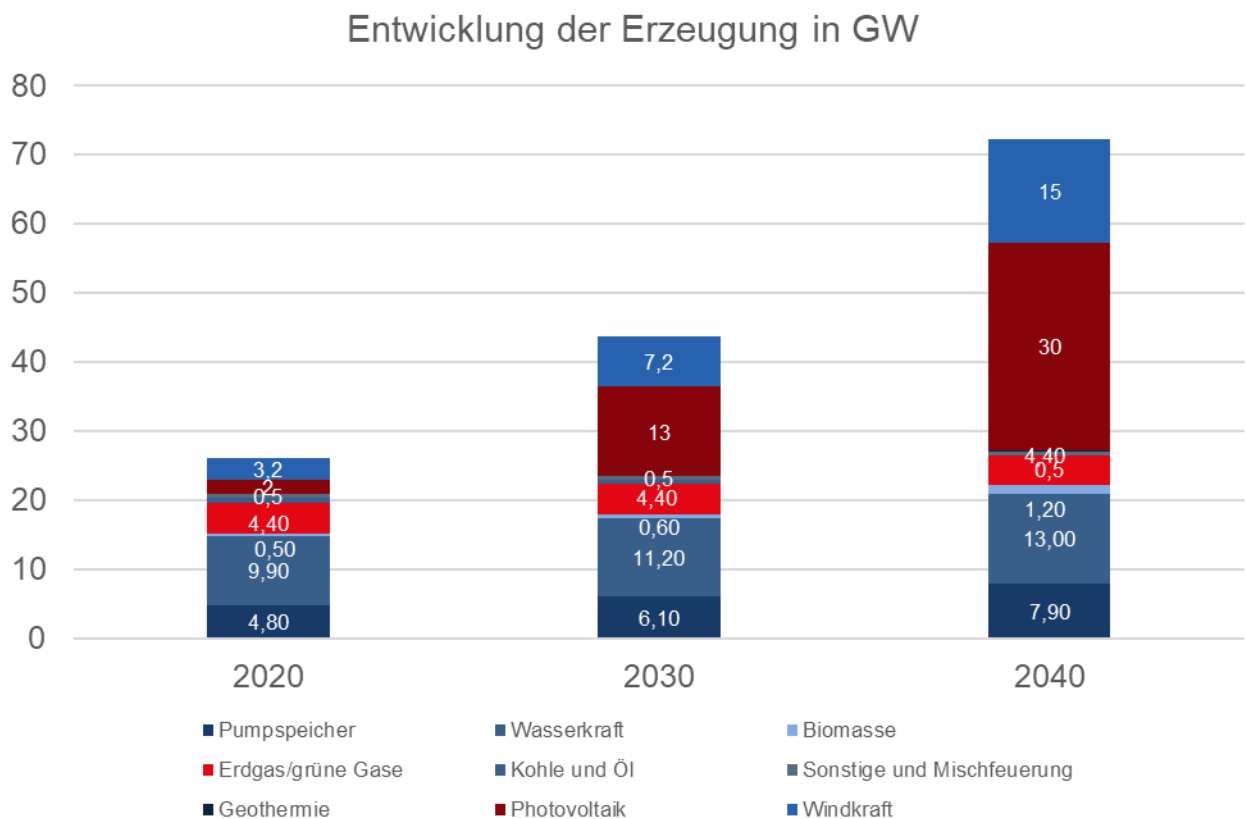


Abbildung 5: Entwicklung der Erzeugung in GW

Quelle: Daten für 2020: E-Control | 2030: EAG | Prognose OE & PwC

Klima- und Energiestrategie Vorarlberg

Das Land Vorarlberg hat sich zum Ziel gesetzt bis 2050 die Energieautonomie zu erreichen, d.h. bis 2050 soll der Energiebedarf vollständig mit erneuerbaren Energien abgedeckt werden können. 2009 wurde der Beschluss zu diesem Vorhaben einstimmig im Vorarlberger Landtag gefasst. 2021 wurde die Strategie Energieautonomie+ 2030 – der Umsetzungsplan für die kommenden Jahre – ebenso einstimmig beschlossen ([zur Homepage](#)).

Die Zwischenziele bis 2030 lauten:

- 50 % Anteil erneuerbarer Energieträger am Endenergiebedarf
- 50 % Reduktion der Treibhausgase zum Vergleichsjahr 2005
- 100 % Deckung des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien

Der Stromverbrauch in Vorarlberg soll bis 2030 ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien wie zum Beispiel Wasser- und Sonnenkraft gedeckt werden können. Verbesserte Technologien wie E-Mobilität oder Wärmepumpen kombiniert mit der effizienteren Nutzung von Strom sollen dies ermöglichen. Bis 2030 soll in Vorarlberg eine Stromproduktion von 2.800 GWh erreicht werden.

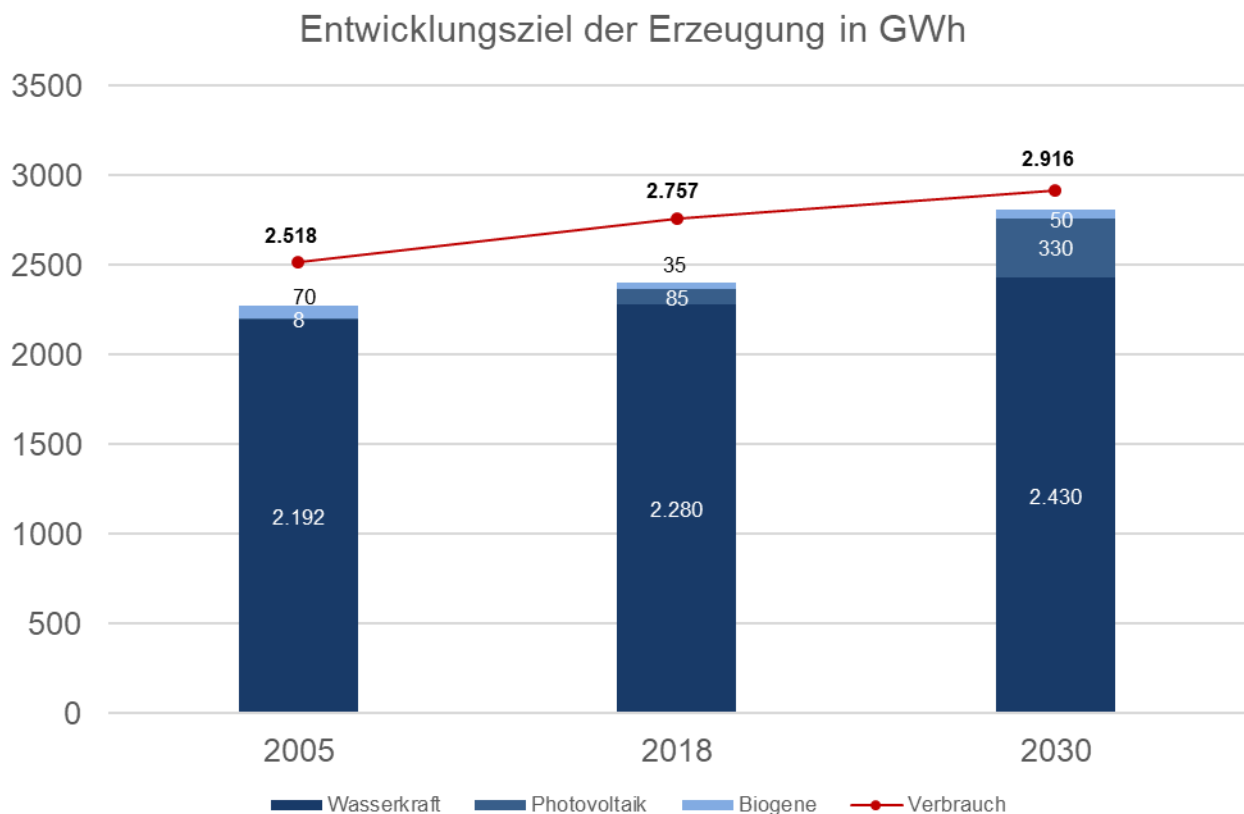


Abbildung 6: Landesziel Vorarlberg – 100 %-Anteil erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in der Jahresbilanz

Für das Jahr 2030 wird insgesamt ein Deckungsanteil von 96% angestrebt. Die zur Erfüllung des Landtagsbeschlusses von „100% erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in der Jahresbilanz fehlenden 4 %“ werden durch den geplanten Bau des Kraftwerks Lochau realisiert, der jedoch bis 2030 noch nicht fertiggestellt sein wird.

Quelle: Land Vorarlberg - Energieautonomie+

Aktuelle Situation und Ausbaurwartung bei vorarlberg netz

Die Einspeiseentwicklung basierend auf den Klima- und Energiezielen der Bundesregierung und den Zielen des Landes Vorarlberg zur Energieautonomie+ 2030 wurden bei vorarlberg netz im Projekt „Netzentwicklung – Mission 2030“ dargestellt.

Im Bereich Photovoltaik bedeutet dies eine Erhöhung um den Faktor 8 bis zum Jahr 2030 ausgehend vom Jahr 2020.

Der steigende Anteil an neuen Photovoltaikanlagen war auch in der Anzahl der Netzanschlussbeurteilungen deutlich sichtbar. Im Jahr 2023 wurden insgesamt 4.650 Anschlussfragen für dezentrale Erzeugungsanlagen bearbeitet. Das entspricht einem Zuwachs von 12 % gegenüber dem Vorjahr (4.317 Anfragen).

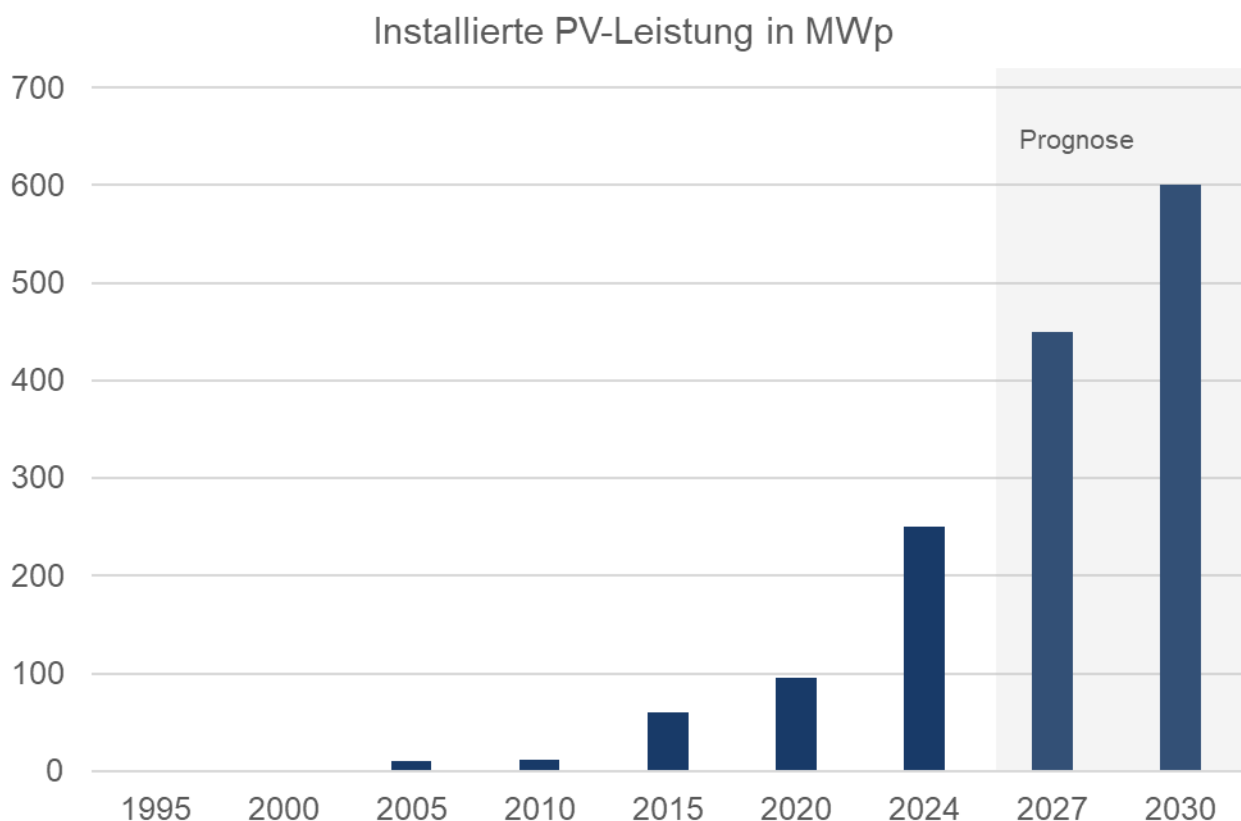


Tabelle 7: Einspeiseentwicklung PV bei vorarlberg netz

Das Zukunftsprogramm des größten Energieversorgungs- und Energiedienstleistungsunternehmens in Vorarlberg, illwerke vkw, beinhaltet zahlreiche Ausbauvorhaben in der Wasserkraft in Vorarlberg bis 2040. Das Programm enthält einerseits neue Kraftwerksprojekte wie beispielsweise das Kraftwerk Lochau und andererseits die Erneuerung/Revitalisierung von bestehenden Kraftwerken. Durch Ausbau und Erneuerung inklusive Leistungsoptimierungen kann in diesem Bereich ein Beitrag zur Energieautonomie in der Höhe von rund 240 GWh geleistet werden.

Aktuell werden in Vorarlberg die Möglichkeiten für die Windkraftnutzung erhoben und potenzielle Standorte erkundet. Im März 2024 wurden dazu erste Windmessungen gestartet. Diese dauern mindestens ein Jahr und liefern die Datengrundlage für mögliche weitere Schritte und Gutachten. Bei den Untersuchungen setzt die illwerke vkw auf die Zusammenarbeit mit den betroffenen Gemeinden, um Windkraftpotenziale effizient und in engem Austausch nutzbar zu machen.

Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber

Aktualisierungen der erwarteten Ausbauleistung von erneuerbaren Energieträgern in Vorarlberg werden im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans für das Übertragungsnetz in Österreich von vorarlberg netz an die Übertragungsnetzbetreiber APG und VÜN übermittelt. Zwischenzeitlich stattfindende Veränderungen in den Entwicklungen bzw. Zielvorgaben fließen jedenfalls in den folgenden Netzentwicklungsplan ein. Darüber hinaus finden auch zwischenzeitliche Abstimmungen zur erwarteten Last- und Erzeugungssituation statt.

2.3 Ausblick für Lasten

Klima- und Energiestrategie Österreich

Die von Österreichs Energie erstellte Stromstrategie 2040 zeigt die für die E-Wirtschaft erwarteten Handlungsnotwendigkeiten auf und gibt wichtige Empfehlungen, welche Rahmenbedingungen für deren Umsetzung benötigt werden. In Österreich wird sich aufgrund der massiv ansteigenden Strombedarfe, insbesondere der Sektoren Mobilität und Industrie, die Stromnachfrage bis 2040 ungefähr verdoppeln.

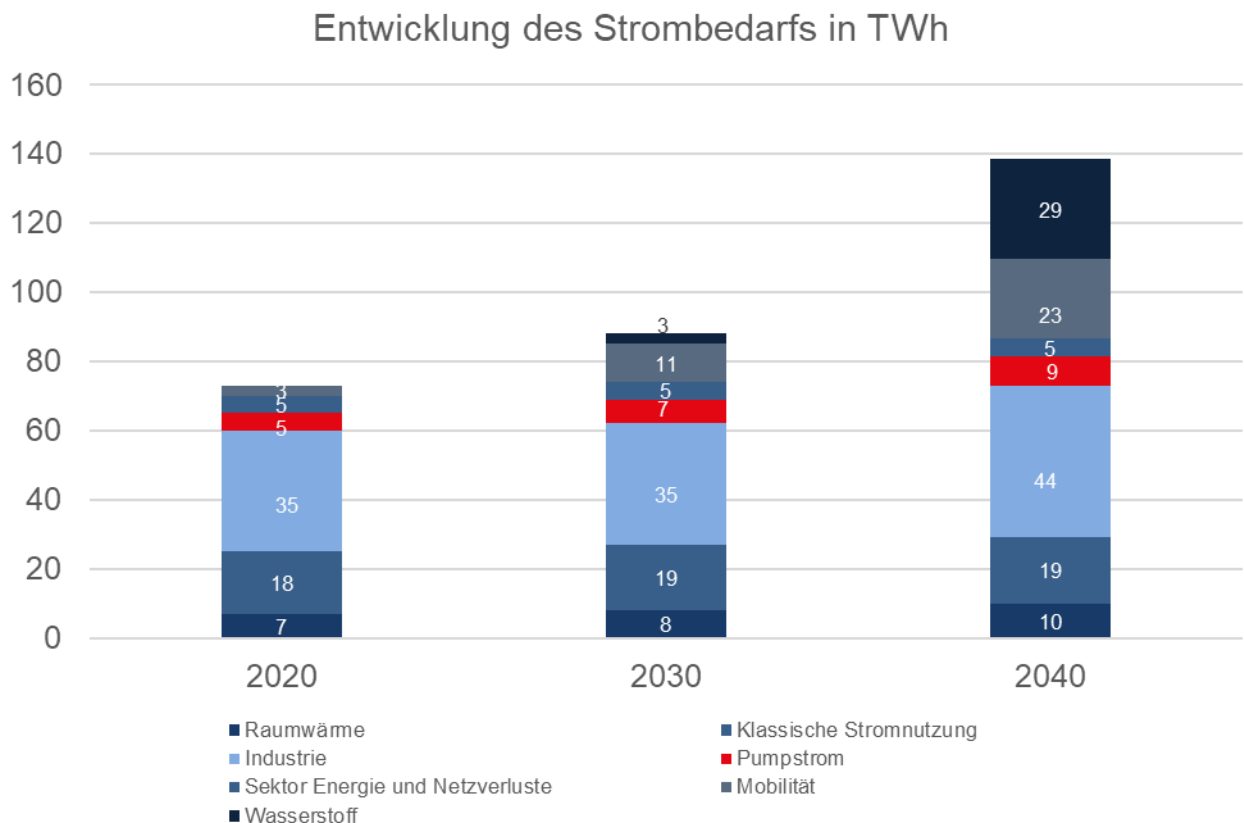


Abbildung 7: Entwicklung des Strombedarfs nach Sektoren in TWh

Quelle: Daten für 2020: E-Control | 2030: Prognose OE & PwC entsprechend Gesamtbedarf nach EAG | Prognose OE & PwC

Klima- und Energiestrategie Vorarlberg

Durch eine Zunahme von Anwendungen im Strombereich (Digitalisierung) und Substitution fossiler Energieträger durch andere Technologien (E-Mobilität, Wärmepumpen etc.), wird der Gesamtenergiebedarf sinken, der Strombedarf jedoch steigen. Durch effiziente Nutzung von Strom soll diese Steigerung möglichst geringgehalten werden. Es ist jedoch in Vorarlberg bis 2030 von einem Stromverbrauch von rund 2.900 GWh bzw. rund 6 % mehr als 2018 auszugehen. Demgegenüber soll bis 2030 eine realisierte Stromproduktion von 2.800 GWh stehen.

Aktuelle Situation und Lastprognose bei vorarlberg netz

Die Lastprognose, basierend auf den Klima- und Energiezielen der Bundesregierung und den Zielen des Landes Vorarlberg zur Energieautonomie+ 2030, wurde bei vorarlberg netz im Projekt

„Netzentwicklung – Mission 2030“ und in Folgeprojekten durchgeführt. Dabei wurde eine Analyse mit geographischen Informationssystemen auf Basis von Laststeigerungsannahmen und Gleichzeitigkeitsfaktoren durchgeführt.

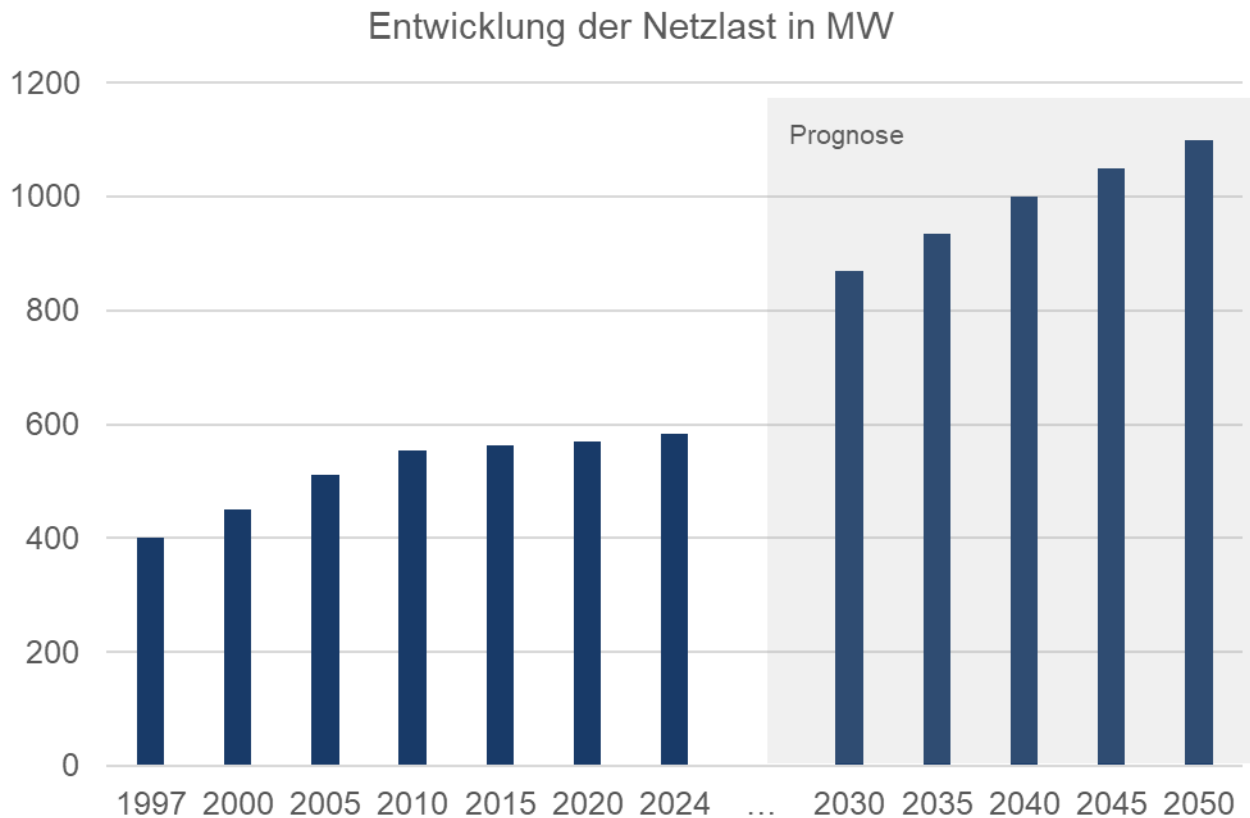


Abbildung 8: Entwicklung der Netzlast bei vorarlberg netz

Die Entwicklung der Netzlast bei vorarlberg netz berücksichtigt ab dem Jahr 2030 den zunehmenden Anteil an elektrischer Energie im Rahmen des Förderprogramms „Raus aus Öl und Gas“, das den Umstieg von einem Öl-, Gas-, oder Allesbrennerkessel auf eine klimafreundliche Heizung unterstützt. Die dargestellten Werte der Netzlast repräsentieren die Leistung als Gesamtwert im Netzgebiet von vorarlberg netz, der stark steigende Leistungsbedarf in den unteren Netzebenen aufgrund des steigenden Verbrauchs in den Bereichen E-Mobilität, Wärme etc. ist in dieser Abbildung nicht ersichtlich.

Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber

Aktualisierungen der erwarteten Lastentwicklung in Vorarlberg werden im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans für das Übertragungsnetz in Österreich von vorarlberg netz an die Übertragungsnetzbetreiber APG und VÜN übermittelt. Zwischenzeitlich stattfindende Veränderungen in den Entwicklungen bzw. Zielvorgaben fließen jedenfalls in den folgenden Netzentwicklungsplan ein. Darüber hinaus finden auch zwischenzeitliche Abstimmungen zur erwarteten Last- und Erzeugungssituation statt.

3 Planungsgrundsätze und -methoden

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung

Die Planungsgrundsätze bei vorarlberg netz definieren die Leitlinie für die mittel- und langfristige Netzplanung in der Nieder-, Mittel- und Hochspannung. Diese Grundsätze beschreiben den Regelfall. In den einzelnen Kapiteln wird fallweise ergänzend auf mögliche Spezial- und Sonderfälle eingegangen. Die Planungsgrundsätze werden bei Erfordernis den sich ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen und branchenweiten Empfehlungen in Österreich und Europa sowie dem aktuellen Stand der Technik angepasst.

Grundsätzlich wird die Planung nach den gängigsten Regelwerken ausgerichtet, diese sind dabei im Wesentlichen:

- EN 50160 (Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen)
- EIWOG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz)
- TOR (*Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*) und SoMa (*Sonstige Marktregeln*) Strom
- Sternpunktbehandlung in Mittel- und Hochspannungsnetzen (Oesterreichs Energie)
- VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, November 2018
- VDE-AR-N 4121 Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze
- FNN-Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen
- DACHCZ III – Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
- Operation Handbook der ENTSO-E RG CE
- Netzkodizes der Europäischen Kommission gemäß Verordnung (EG) Nr. 714/2009

Die Netzausbauplanung bei vorarlberg netz erfolgt anhand folgender Grundsätze:

- **Kundenorientierung:** die Netzkosten werden von den Kunden getragen, ihr Nutzen hat deshalb im Vordergrund zu stehen
- **Kostenbewusstsein:** die verfügbaren Mittel dort einsetzen, wo der größte Nutzen entsteht
- **NOVA-Prinzip:** Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau gemäß VDE-AR-N 4121
- **Versorgungszuverlässigkeit / Risikominimierung:** sind im Einklang mit dem volkswirtschaftlich leistbaren Standard auszuführen
- **Netzstruktur:** Einfache, klar überschaubare HS-Netzstrukturen unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums
- **Auslegung der Systemkomponenten:** Alle Netzkomponenten sind auf lange Nutzungsdauern ausgelegt – eine sorgfältige Recherche der regionalen Entwicklungen (Regionalplanung und Flächenwidmungen) und Abschätzung der kurz- bis langfristigen Netzlast bestimmt ganz maßgeblich die Netzausbaukosten.
- **Ersatz von Betriebsmitteln:** Der Wahl des optimalen Investitionszeitpunktes kommt eine wesentliche Bedeutung zu. Bestehende Netzinfrastuktur (Betriebsmittel) ist gemäß dem Strategischen Asset Management Plan (SAMP) auszutauschen (Kosten-/Nutzenanalyse bei definierter Risikobetrachtung). Dies entspricht einer kosteneffizienten Erneuerungsstrategie und erhöht die Planungs- und Entscheidungssicherheit.

- **Netzstandhaltung:** Die Netzstandhaltung erfolgt anhand des SAMP und den darin referenzierten Asset Management Plänen (AMP).
- **Ausführung:** Grundsätzlich sind Standardlösungen zu bevorzugen, die jedoch keinesfalls Sonderlösungen in Einzelfällen ausschließen.

Ausbauplanung im Hoch- und Höchstspannungsnetz

Die Ausbauplanung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes erfolgt anhand des (n-1)-Kriteriums. Zur Beurteilung der (n-1)-Sicherheit wird das (n-1)-Kriterium für relevante Zeitbereiche mit der jeweils zu erwartenden Last- und Erzeugungssituation angewandt. Die Betrachtung erfolgt bis Netzebene 3. Die Berechnungen erfolgen manuell mithilfe eines Netzberechnungsprogramms.

Ausbauplanung im Mittel- und Niederspannungsnetz

In der Ausbauplanung des Mittel- und Niederspannungsnetzes werden Grundsatzplanungen zur Entwicklung von mittel- bis langfristigen Netzkonzepten durchgeführt. Dabei müssen Annahmen und unterschiedliche Szenarien (Last- und Einspeiseentwicklung) erarbeitet werden, um den stetig wachsenden Anforderungen gerecht zu werden. Bei der Verteilung der Energie von den Umspannwerken zu den Trafostationen wird grundsätzlich die (n-1)-Struktur angestrebt. Die entweder vom Umspannwerk ringförmig aufgebauten Mittelspannungsnetze oder als sogenannte Strangnetze zwischen Umspannwerken ausgeführten Mittelspannungsnetze mit offenen Trennstellen ermöglichen bei vorarlberg netz im Fehlerfall eine rasche Umschaltmöglichkeit und damit eine schnelle Kundenwiederversorgung. Die Berechnungen erfolgen manuell mithilfe eines Netzberechnungsprogramms.

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge

Niederspannungsnetz

Die Daten zur Netzmodellierung in der Niederspannungsebene werden durch das Netzinformationssystem von vorarlberg netz bereitgestellt. Durch die sukzessive Erweiterung des digitalen Zwillings im Stromnetz (virtuelle Abbildung der Netzanlagen und Betriebsmittel im Netzinformationssystem) werden die für zuverlässige Netzberechnungen benötigten Daten gewährleistet. Auf diesen Daten baut die automatisierte Netzberechnung auf, die für jeden Anschlusspunkt die maximal zusätzlich möglichen Einspeise- und Bezugsleistungen ermittelt und für weitere Prozesse zur Verfügung stellt.

Mittelspannungsnetz

Das Netzmodell der Mittelspannungsebene wird mittels eines internen Prozesses für Änderungen in den Mittelspannungsnetzen auf Stand gehalten. Zyklische Netzaktualisierungen stellen die hohe Datenqualität der relevanten Netznutzungsfälle (Last- und Erzeugungssituation) für die Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen sicher. Die Umsetzung einer digitalen Schnittstelle, wie in der Niederspannung bereits vorhanden, ist für die Mittelspannungsnetze in den nächsten Jahren angedacht. Das Netzmodell wird sowohl für die Netzausbauplanung als auch die Netzbetriebsplanung eingesetzt. Aufbauend auf diesen Netzmodellen werden bei vorarlberg netz Zielnetzkonzepte für die langfristige und strategische Netzentwicklung erstellt.

Hoch- und Höchstspannungsnetz

Als Datengrundlage für das Hochspannungsnetz dient das interne Netzdatenmodell von vorarlberg netz, in dem die Hoch- und Höchstspannungsnetze der Vorarlberger Energienetze GmbH, der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, der illwerke vkw AG sowie die Gegenstellen der benachbarten Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt sind. Dieser Datensatz ermöglicht Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen. Der Datensatz wird sowohl für die Netzausbauplanung als auch die Netzbetriebsplanung eingesetzt.

4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4

Der Fokus liegt hierbei auf Projekten, welche hinsichtlich der Netzentwicklung relevant sind.

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. NE1 beschreibt Leitungsprojekte des Übertragungsnetzes. Diese sind in den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber zu finden und ggf. hier mit einem Verweis aufgelistet. Änderungen oder Errichtungen zusätzlicher Übergabestellen zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber fallen in die NE2. Projekte an Hochspannungsleitungen (typischerweise 110-kV-Leitungen) fallen unter die NE3. Die Änderung oder Errichtung eines Umspannwerks betrifft die NE4 und ggf. die NE3. Die darunterliegenden Ebenen NE5 (Mittelspannungsnetz), NE6 (Trafostationen) und NE7 (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-Wert“ angegeben. Somit wird hier die Frage beantwortet, um wie viel sich die Netzanschlusskapazität durch diese konkrete Maßnahme erhöht sowie auf welcher Ebene diese Erhöhung stattfindet. Weiters wird zwischen der „installierten Umspannerleistung“ und der „(n-1)-gesicherten Leistungserhöhung“ unterschieden. Die gesicherte Leistung ist relevant für die Beurteilung der verfügbaren Netzkapazitäten.

Als Verteilernetzbetreiber wird es nur in Ausnahmefällen Projekte mit Auswirkungen auf das vorgelagerte Netz geben. Mit den nachgelagerten Netzbetreibern ist die Leistung vertraglich vereinbart. Dementsprechend gibt es auch hier keine Auswirkungen auf andere Netze.

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

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Bürs

Projektnummer: VNE-24-01

Netzebene(n): 3, 4

Projektstatus: Umsetzungsprojekt

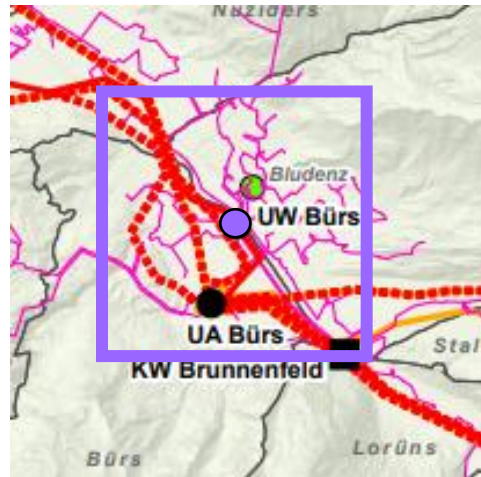
Spannungsebene(n): 110kV, MS

Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2025,
2032

Projektbeschreibung:

Im UW Bürs soll bis 2025 die HS-Schaltanlage altersbedingt ersetzt werden. Zusätzlich sollen zwei neue Umspanner eingesetzt werden. Das UW Bürs speist sowohl in die 10-kV- als auch in die 30-kV-Ebene ein. Aktuell ist neben einem 110/10-kV-Umspanner ein Dreiwickeltransformator im Einsatz, der jeweils in eine der beiden Spannungsebenen speisen kann. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ist ein Konzept mit drei Umspannern vorgesehen. Vorgesehen sind ein Umspanner für die 10-kV-Ebene, ein Umspanner für die 30-kV-Ebene und ein zusätzlicher Dreiwickeltransformator der in beide Spannungsebenen speisen kann.



- Ersatz der HS-Schaltanlage
- Neues Konzept mit drei Umspannern
- Altersbedingter Tausch eines Umspanners 2025
- Zusätzlicher Dreiwickeltransformator 2025
- Altersbedingter Tausch eines Umspanners 2032

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht erhöht sich in der 30-kV-Ebene die (n-1)-gesicherte Netzkapazität um 37 MVA. Für die 10-kV-Ebene ergibt sich aus heutiger Sicht eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 14 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Hohenems

Projektnummer: VNE-24-02

Netzebene(n): 3, 4, 5

Projektstatus: Umsetzungsprojekt

Spannungsebene(n): 110kV, MS

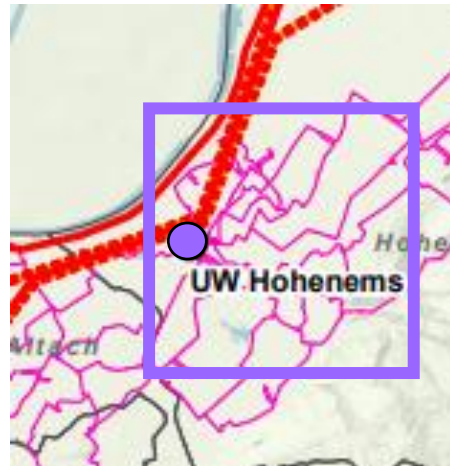
Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2026

Projektbeschreibung:

Der Ausbau des UW Hohenems als essenzieller Einspeisepunkt für den Großraum Hohenems, ist für die Erhöhung der Versorgungssicherheit von großer Bedeutung. Im Zuge des Projekts *Mittelnetz Ausbaustufe B* wird das UW Hohenems in Zukunft um eine dritte 110-kV-Einbindung erweitert. Aus diesem Grund wird das neue UW mit einer 110-kV-Einfachsammelschiene mit drei Abschnitten ausgeführt.

- Ersatz der HS-Schaltanlage mit Vorbereitung für dritte 110-kV-Einbindung
- Ersatz der MS-Schaltanlage
- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 14 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Dornbirn Süd

Projektnummer: VNE-24-03

Netzebene(n): 3, 4, 5

Projektstatus: Umsetzungsprojekt

Spannungsebene(n): 110kV, MS

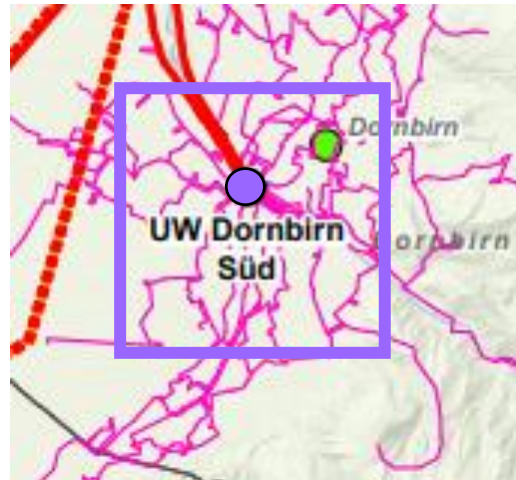
Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2028

Projektbeschreibung:

Der Ausbau des UW Dornbirn Süd als essenzieller Einspeisepunkt für den Großraum Dornbirn, ist für die Erhöhung der Versorgungssicherheit von großer Bedeutung. Im Zuge des Projekts *Mittelnetz Ausbaustufe B* wird das UW Dornbirn Süd in Zukunft um eine dritte 110-kV-Einbindung erweitert. Aus diesem Grund wird das neue UW mit einer 110-kV-Einfachsammelschiene mit drei Abschnitten ausgeführt.

- Ersatz der HS-Schaltanlage mit Vorbereitung für dritte 110-kV-Einbindung
- Ersatz der MS-Schaltanlage
- Erhöhung der Umspannerleistung



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 11 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Hörbranz

Projektnummer: VNE-24-04

Netzebene(n): 4, 5

Projektstatus: Vorprojekt

Spannungsebene(n): 110kV, MS

Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2028

Projektbeschreibung:

Die MS-Schaltanlage und die beiden Umspanner im UW Hörbranz sollen altersbedingt bis 2028 ersetzt werden.

- Ersatz der MS-Schaltanlage
- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 16 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkung.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Rauz

Projektnummer: VNE-24-05

Netzebene(n): 4

Projektstatus: Planungsüberlegung

Spannungsebene(n): 110kV

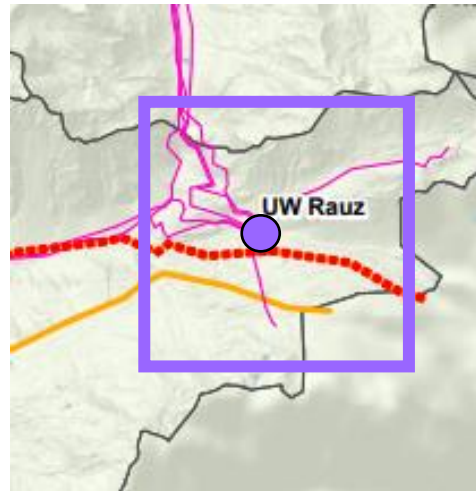
Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2029

Projektbeschreibung:

Die beiden Umspanner im UW Rauz müssen altersbedingt ersetzt werden. Da das UW Rauz große Skigebiete mit zu erwartenden Laststeigerungen speist, sind größere Umspannereinheiten vorgesehen.

- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 2,5 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkung.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: Nordring Ausbaustufe A / Ertüchtigung UW Rieden

Projektnummer: VNE-24-06

Netzebene(n): 3, 4

Projektstatus: Umsetzungsprojekt

Spannungsebene(n): 110kV, 10kV

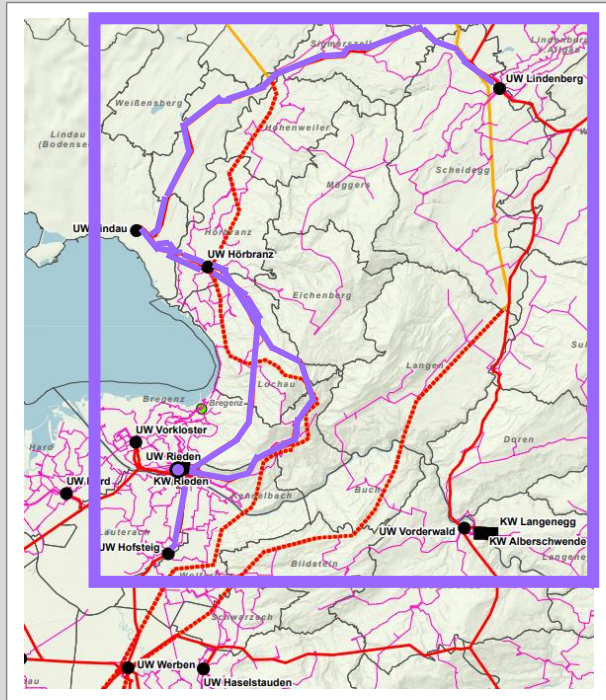
Art: Umspannwerk / Leitung

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2029

Projektbeschreibung:

Die Betriebsmittel im UW Rieden müssen alters- und lastbedingt ersetzt werden. Gleichzeitig ist das Umspannwerk ein wichtiger Knotenpunkt für den 110-kV-Nordring. Um die Flexibilität im 110-kV-Nordring zu erhöhen, wird das UW Rieden um weitere Leitungseinbindungen erweitert. Zwei 110-kV-Stromkreise, die aktuell am Umspannwerk vorbeiführen, sollen aufgetrennt und im Umspannwerk eingebunden werden.

- Erneuerung UW Rieden als Doppelsammelschienenanlage
- Auftrennung 110-kV-STK Lindenberg-Werden blau mit Abzweig Rieden und separate Einbindung im UW Rieden
- Auftrennung 110-kV-STK Lindau-Werden weiß und separate Einbindung im UW Rieden
- Ersatz bestehender Umspanner durch 3 leistungsstärkere Umspanner
- Neue MS-Schaltanlage


Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 47 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: Südnetz – Ausbaustufe A

Projektnummer: VNE-24-07

Netzebene(n): 3

Projektstatus: Umsetzungsprojekt

Spannungsebene(n): 110kV

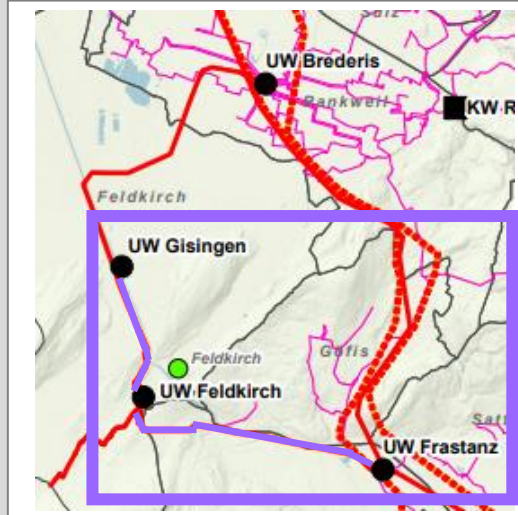
Art: Leitung

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2029

Projektbeschreibung:

Im Zuge des Projekts des Feldkircher Stadttunnels besteht die Möglichkeit 110-kV-Erdkabel zu verlegen. Die übertragbare Leistung ist durch Engpässe aufgrund von Kabelabschnitten im Bereich des UW Feldkirch limitiert. Das 110-kV-Erdkabel durch den Feldkircher Stadttunnel dient als Ersatz für die engpassbehafteten Kabelabschnitte. Somit kann die übertragbare Leistung deutlich gesteigert werden.

- Neubau von 110-kV-Erdkabel durch den Feldkircher Stadttunnel
- Neubau ersetzt engpassbehaftete Kabelabschnitte



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Auf die Netzanschlusskapazitäten hat das Projekt keine direkte Auswirkung.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine direkten Auswirkungen auf die nachgelagerten Netzbetreiber Stadtwerke Feldkirch und E-Werke Frastanz.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Andelsbuch

Projektnummer: VNE-24-08

Netzebene(n): 4

Projektstatus: Planungsüberlegung

Spannungsebene(n): 110kV, MS

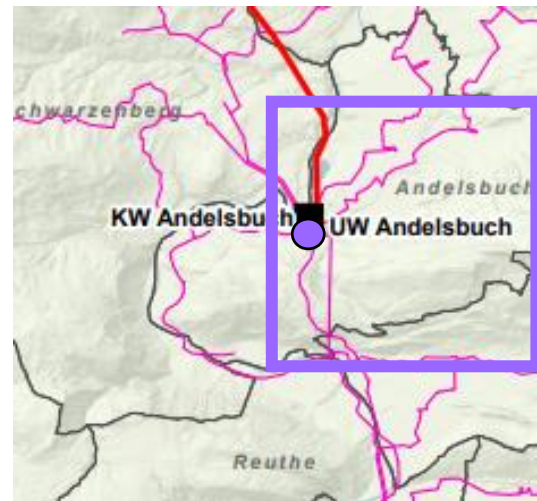
Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2030

Projektbeschreibung:

Die Betriebsmittel im UW Andelsbuch sind in gutem Zustand und können weiterhin genutzt werden. Um dem zukünftigen Lastanstieg gerecht zu werden, wird ein Umspanner durch eine größere Einheit ersetzt. Der zweite Umspanner wird durch den Anbau von Lüftern ertüchtigt.

- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 13 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Vorderwald

Projektnummer: VNE-24-09

Netzebene(n): 3, 4, 5

Projektstatus: Planungsüberlegung

Spannungsebene(n): 110kV, MS

Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2030

Projektbeschreibung:

Das gesamte UW Vorderwald soll bis 2030 altersbedingt ersetzt werden. Neben neuen Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung wird ein neuer Umspanner zum Einsatz kommen.

- Ersatz der HS-Schaltanlage
- Ersatz der MS-Schaltanlage
- Ersatz eines Umspanners



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 11 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkung.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Götzis

Projektnummer: VNE-24-10

Netzebene(n): 3, 4, 5

Projektstatus: Vorprojekt

Spannungsebene(n): 110kV, MS

Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2031

Projektbeschreibung:

Das UW Götzis soll bis 2031 alters- und lastbedingt ersetzt werden. Neben neuen Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung werden zwei neue Umspanner zum Einsatz kommen. Durch die größeren Umspanner kann die sichere Versorgung trotz des zukünftigen Lastanstiegs gewährleistet werden.

- Ersatz der HS-Schaltanlage
- Ersatz der MS-Schaltanlage
- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 14 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Meiningen

Projektnummer: VNE-24-11

Netzebene(n): 1

Projektstatus: Umsetzungsprojekt

Spannungsebene(n): 220 kV

Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2029

Projektbeschreibung:

Dieses Projekt ist Teil des VÜN Projekts 5 (siehe VÜN Netzentwicklungsplan 2023).

Die 220-kV-Schaltanlage im UW Meiningen befindet sich zum größten Teil im Besitz der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH. Diese plant eine Erweiterung der Schaltanlage um eine Querkupplung. Weiters soll die Schaltanlage auf den Betrieb mit 380 kV ertüchtigt werden. Teile der Anlage befinden sich im Besitz der Vorarlberger Energienetze GmbH, welche sich deshalb am Umbau der entsprechenden Anlagenteile beteiligt.



- Erweiterung der 220-kV-Schaltanlage durch ein eigenständiges Kupplungsfeld
- Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage auf den Betrieb mit 380 kV

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Keine Auswirkungen.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit und Vorbereitung auf einen Betrieb mit höherer Spannung.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Frastanz

Projektnummer: VNE-24-12

Netzebene(n): 3, 4, 5

Projektstatus: Umsetzungsprojekt

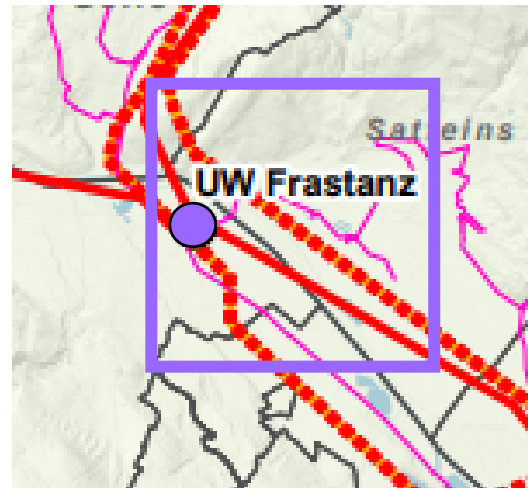
Spannungsebene(n): 110kV, MS

Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2029
(HS), 2032 (MS)

Projektbeschreibung:

Das UW Frastanz soll in mehreren Etappen bis 2032 altersbedingt ersetzt werden. Neben neuen Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung sollen neue Umspanner eingesetzt werden. Das UW Frastanz speist sowohl in das 10-kV-Netz als auch in das 30-kV-Netz ein. Aktuell ist neben einem 110/10-kV-Umspanner ein Dreiwickeltransformator im Einsatz, der jeweils in eine der beiden Spannungsebenen speisen kann. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ist ein Konzept mit drei Umspannern vorgesehen. Vorgesehen sind ein Umspanner für die 10-kV-Ebene, ein Umspanner für die 30-kV-Ebene und ein zusätzlicher Dreiwickeltransformator der in beide Spannungsebenen speisen kann.



- Ersatz der HS-Schaltanlage
- Ersatz der MS-Schaltanlagen
- Neues Konzept mit drei Umspannern

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht erhöht sich in der 30-kV-Ebene die (n-1)-gesicherte Netzkapazität um 27 MVA. Für die 10-kV-Ebene ergibt sich aus heutiger Sicht eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 6 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Erhöhung der Versorgungssicherheit der E-Werke Frastanz.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: Nordring Ausbaustufe B

Projektnummer: VNE-24-13

Netzebene(n): 3

Projektstatus: Planungsüberlegung

Spannungsebene(n): 110kV

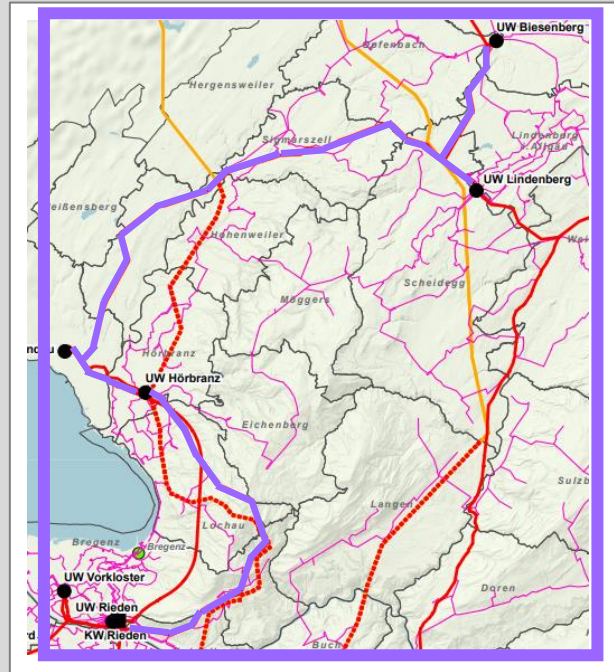
Art: Leitung

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2033

Projektbeschreibung:

Die Beseilung der 110-kV-Verbindungen in das deutsche Allgäu stammt aus den 60er Jahren. Somit hat die Beseilung das Ende ihrer Lebenszeit erreicht. Mit dem Ersatz durch Hochtemperaturseile kann die übertragbare Leistung ohne Trassenneubau erhöht werden. Die Maste sind in gutem Zustand und müssen nicht ersetzt werden.

- Altersbedingter Leiterseiltausch auf dem Freileitungsabschnitt Rieden-Hörbranz-Lindau-Biesenberg-Lindenberg-Rieden
- Erhöhung der übertragbaren Leistung durch Hochtemperaturseile



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Auf die Netzanschlusskapazitäten hat das Projekt keine direkte Auswirkung.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Erhöhung der übertragbaren Leistung und somit der Versorgungssicherheit bei den nachgelagerten Netzbetreibern Elektrizitätsnetze Allgäu GmbH, Stadtwerke Lindau GmbH & Co. KG. Auf die nachgelagerten Netzbetreiber Elektrizitätsgenossenschaft Schlachters eG und Elektrizitätsgenossenschaft Röthenbach eG gibt es keine direkten Auswirkungen. Auf den benachbarten Netzbetreiber AllgäuNetz GmbH & Co KG gibt es keine direkten Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Lustenau

Projektnummer: VNE-24-14

Netzebene(n): 3, 4, 5

Projektstatus: Planungsüberlegung

Spannungsebene(n): 110kV, MS

Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2033

Projektbeschreibung:

Das gesamte UW Lustenau soll bis 2033 altersbedingt ersetzt werden. Neben neuen Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung werden zwei neue Umspanner zum Einsatz kommen. Durch die größeren Umspanner kann die sichere Versorgung trotz des zukünftigen Lastanstiegs gewährleistet werden.

- Ersatz der HS-Schaltanlage
- Ersatz der MS-Schaltanlage
- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 17 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: Mittelnetz Ausbaustufe A

Projektnummer: VNE-24-15

Netzebene(n): 3

Projektstatus: Umsetzungsprojekt

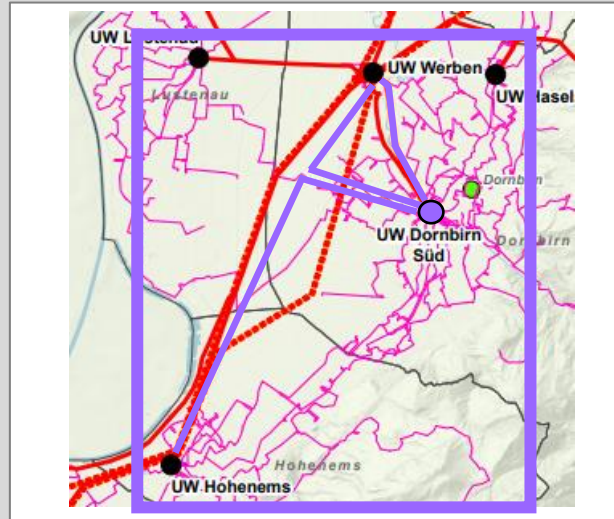
Spannungsebene(n): 110kV, 10kV

Art: Umspannwerk / Leitung

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2034

Projektbeschreibung:

Die Umspannwerke Dornbirn Süd und Hohenems dienen als essenzielle Einspeisepunkte für einen urbanen Bereich. Die Erhöhung der Versorgungssicherheit ist daher von hoher Bedeutung. Aus diesem Grund sollen die beiden Umspannwerke über drei 110-kV-Einbindungen versorgt werden. Dies erfolgt über ein neues 110-kV-Erdkabel, welches die Umspannwerke Dornbirn Süd und Hohenems verbindet. Zusätzlich wird ein weiteres 110-kV-Erdkabel von Dornbirn Süd nach Werben altersbedingt ersetzt.



- Drei 110-kV-Einbindungen in Dornbirn Süd und Hohenems
- Neubau Kabel Dornbirn Süd - Hohenems
- Ersatzneubau Kabel Dornbirn Süd - Werben

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Auf die Netzanschlusskapazitäten hat das Projekt keine direkte Auswirkung.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Haselstauden

Projektnummer: VNE-24-16

Netzebene(n): 3, 4, 5

Projektstatus: Planungsüberlegung

Spannungsebene(n): 110kV, MS

Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2034

Projektbeschreibung:

Das gesamte UW Haselstauden soll bis 2034 alters- und lastbedingt ersetzt werden. Neben neuen Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung werden zwei neue Umspanner zum Einsatz kommen. Durch die größeren Umspanner kann die sichere Versorgung trotz des zukünftigen Lastanstiegs gewährleistet werden

- Ersatz der HS-Schaltanlage
- Ersatz der MS-Schaltanlage
- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 11 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Weiler-Klaus

Projektnummer: VNE-24-17

Netzebene(n): 3, 4, 5

Projektstatus: Planungsüberlegung

Spannungsebene(n): 110kV, MS

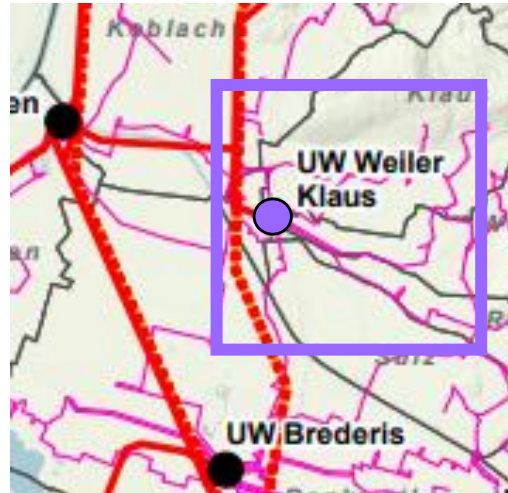
Art: Umspannwerk

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2034

Projektbeschreibung:

Das gesamte UW Weiler-Klaus soll bis 2034 altersbedingt ersetzt werden. Neben neuen Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung werden zwei neue Umspanner zum Einsatz kommen.

- Ersatz der HS-Schaltanlage
- Ersatz der MS-Schaltanlage
- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 11 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkung.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: Südnetz – Ausbaustufe B

Projektnummer: VNE-24-18

Netzebene(n): 3

Projektstatus: Planungsüberlegung

Spannungsebene(n): 110kV

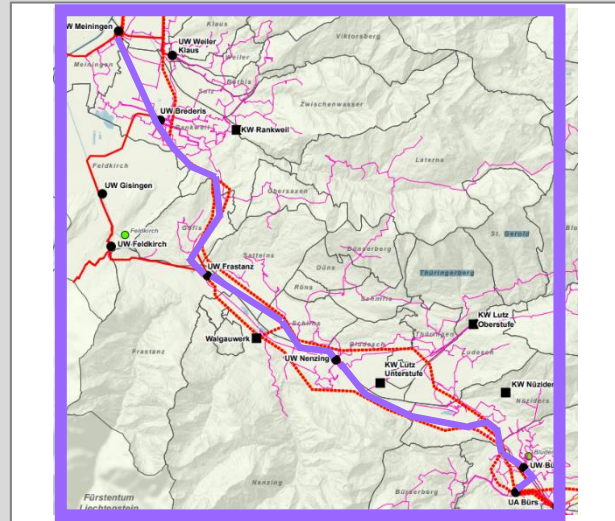
Art: Leitung

**Geplante
Inbetriebnahme:** 2035

Projektbeschreibung:

Die Beseilung der 110-kV-Verbindungen zwischen Bürs und Meiningen müssen altersbedingt getauscht werden. Aktuell sind die Verbindungen als Einfachseile ausgeführt. Die Maste sind statisch für eine Beseilung mit 2er-Bündel ausgelegt. Durch den Ersatz der aktuellen Beseilung durch 2er-Bündel kann die übertragbare Leistung verdoppelt werden.

- Altersbedingter Seiltausch von Einfachseil auf 2er-Bündel inkl. Isolatoren- und Armaturentausch
- Verdopplung der übertragbaren Leistung


Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Auf die Netzanschlusskapazitäten hat das Projekt keine direkte Auswirkung.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

Projektbezeichnung: UW-Neubau Hofsteig

Projektnummer: VNE-24-19

Netzebene(n): 3, 4

Projektstatus: Abgeschlossen

Spannungsebene(n): 110kV, MS

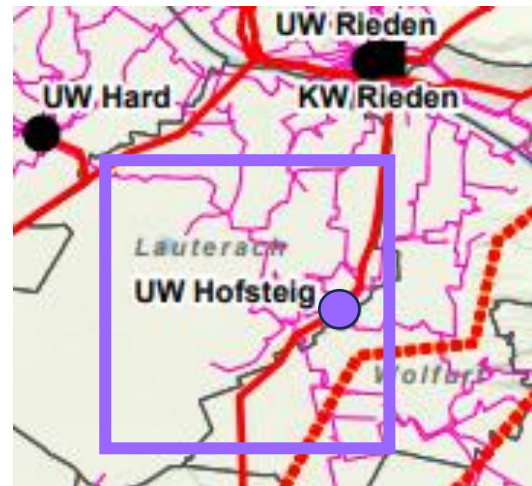
Art: Umspannwerk

Erfolgte

Inbetriebnahme: 2024

Projektbeschreibung:

Für Entlastung der umliegenden Umspannwerke Rieden und Dornbirn Süd, die künftige Sicherstellung der Stromversorgung der Gemeinden Lauterach und Wolfurt sowie des Güterbahnhofes und der angrenzenden Industriegebiete wurde das neue Umspannwerk Hofsteig errichtet. Mit dem Bau war im Frühjahr 2022 begonnen worden. Das neue Umspannwerk verfügt über eine 145-kV-Hochspannungsschaltanlage, zwei 110/10-kV-Transformatoren, und eine 10(20)-kV-Mittelspannungsschaltanlage. Die Einschleifung aus dem Hochspannungsnetz erfolgte in die bestehende 110-kV-Freileitung. Darüber hinaus wurden neue Trassenwege für die Mittelspannungskabel vom Umspannwerk zu bestehenden Trafostationen realisiert.



Die offizielle Inbetriebnahme des Umspannwerks erfolgte am 10.4.2024.

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus heutiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 40 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7

Strategische Netzentwicklung

Die Abbildung 9 stellt die vom Projekt „Netzentwicklung Mission – 2030“ empfohlene Netzausbaustrategie dar.

Die Basis dieser Strategie bildet der konventionelle Netzausbau. Dieser soll weiterhin die solide Grundlage für die Stromversorgung bilden. Aufbauend darauf soll in einer zweiten Stufe der intelligente bzw. digitale Netzausbau dabei unterstützen, die Netze auf die größer werdende Volatilität anzupassen, für mehr Transparenz im Netz zu sorgen und damit die Netze zielgerichtet auszubauen.

Bei entsprechender Entwicklung bzw. Notwendigkeit erfolgt ab 2024 ein Abrunden der Strategie durch ein Modell für Last- und Erzeugungsmanagement beim Kunden.

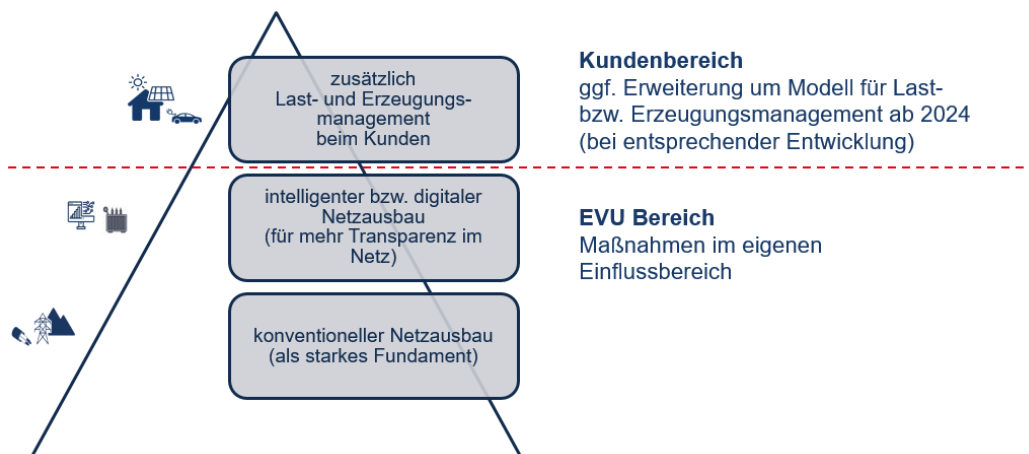


Abbildung 9: Aufbau der Netzausbaustrategie

Diese Netzausbaustrategie muss laufend evaluiert und bei Bedarf an das dynamische Umfeld angepasst werden.

Konventionelle und intelligente Netzausbaumaßnahmen

Das Projekt „Netzentwicklung Mission – 2030“ hat aufgezeigt, dass beim Ausbau der Netzinfrastruktur zukünftig eine Kombination aus konventionellen und intelligenten Maßnahmen für einen sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb empfehlenswert ist.

Niederspannungsnetze

Das Niederspannungsnetz ist aufgrund der aktuellen und zukünftigen Entwicklungen mit einer immer größeren Durchdringung von dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern konfrontiert. Maßnahmen zur Verstärkung der Niederspannungsnetze umfassen den Einsatz neuer Technologien und Betriebsmittel sowie einen verstärkten Netzausbau.

- Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) zur Einhaltung der Spannungsgrenzwerte
- Starke Ausprägung des Niederspannungsnetzes von der Station bis zum zweiten Kabelverteilerschrank

- Intelligente Ortsnetzstationen (iONS) liefern Messwerte und Daten für die gezielte Netzbeurteilung und den Netzausbau

Ortsnetzstationen

Die neuen Lasten und deutlich höheren Einspeisungen führen zu einer erhöhten Auslastung bzw. Lastkonzentration in den Ortsnetzstationen. Auch in diesem Bereich wird der Einsatz neuer Technologien und Betriebsmittel mit größeren Leistungen empfohlen.

- Stationen auf eine Maximalleistung von bis zu 1.000 kVA auslegen
- Forcierter Einsatz von Trafos mit Leistungen größer 630 kVA
- Forcierter Einsatz von rONT zur Spannungsoptimierung
- Forcierter Ausbau iONS (bis zu 20% der Ortsnetzstationen)

Mittelspannungsnetze

Die höhere Netzauslastung in den Niederspannungsnetzen und zahlreiche neue Netzanschlussanfragen in den Mittelspannungsnetzen erfordern sowohl weiterführende Untersuchungen als auch daraus abgeleitete Maßnahmen in den Mittelspannungsnetzen und einspeisenden Umspannwerken. Diese werden sowohl den Netzausbau, den Einsatz neuer Technologien und Betriebsmittel als auch die Netzbetriebsführung betreffen.

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen

Flexibilitätsmanagement

Maßnahmen im Sinne von Art. 13 (4c) VO (EU) 2019/943, die dazu beitragen, dass die Abregelung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger vermieden bzw. reduziert wird, werden von den österreichischen Verteilernetzbetreiber evaluiert. Investitionen in die Digitalisierung der Netze zur Echtzeitüberwachung und -steuerung wurden bei vorarlberg netz mit dem Projekt „Netzentwicklung – Mission 2030“ erarbeitet, mit der Umsetzung wurde bereits begonnen. Die Nutzung von Flexibilitätsleistungen wird in einem gemeinsamen Projekt und in mehreren Gremien bei Oesterreichs Energie durch die Netzbetreiber bearbeitet.

Eine genauere Beschreibung findet sich in Kapitel 5.

Betrieb von eigenen Speichern durch den Verteilernetzbetreiber

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

5 Flexibilitätsleistungen

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

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.

Zum Gelingen der Energiewende muss eine Vielzahl von ineinandergreifenden Maßnahmen umgesetzt werden, die gemeinsam eine Erweiterung und verbesserte Nutzung von Netzkapazitäten erlauben:

- Erhöhung der Übertragungskapazitäten bestehender Netze – beispielsweise mittels Optimierung des Spannungsbandmanagements (wirkstromabhängige Spannungsregelung, MS-Längsregler, regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), NS-Strangregler, Spannungs-Blindleistungs-Regelung), Thermal Rating und dynamischer Anpassung der Netztopologie an unterschiedliche Netzsituationen
- Erhöhung des Nutzungsgrads bestehender Netze (Optimierung der Netznutzung durch Verminderung von Gleichzeitigkeiten) – beispielsweise mittels Netztarifen für „Unterbrechbare Lieferung“, vertraglich eingeschränkter Netznutzung, istwertbasierten Eingriffen, Steuerung von Flexibilitäten und netztariflichen Anreizen (dynamischen Netztarifen)
- Netzausbau – wenn dies die wirtschaftlich und technisch beste Lösung darstellt, wobei die Umsetzungszeit zu berücksichtigen ist
- Sicherstellung der Systembilanz – Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu höherer Volatilität und Gleichzeitigkeit der Netznutzung, was eine Herausforderung für die Aufrechterhaltung der Systembilanz darstellt. Zudem kann die Nutzung von Flexibilitäten zur Optimierung der Netznutzung mit Rückwirkungen auf die Systembilanz verbunden sein, so dass diese Nutzung geeignet mit dem Regelzonenführer koordiniert werden muss.

Entscheidend ist dabei, das Zusammenspiel der unterschiedlichen Elemente und Akteure zu beachten.

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen

Flexibilitätsleistungen den Netzebenen 6 und 7

In den Netzebenen 6 und 7 kommen derzeit die Q(U)- und P(U)-Regelungen als lokale Regelkonzepte für dezentrale Erzeugungsanlagen zum Einsatz.

Flexibilitätsleistungen der Netzebene 5

In der Netzebene 5 ist vor knapp zehn Jahren ein signifikanter Lastanstieg in Tourismusgebieten aufgefallen. Dahingehend wurden mit den saisonalen Großkunden bilaterale Vereinbarungen getroffen, um im netzgeschwächten Zustand bei Notwendigkeit abzuschalten.

Ebenso wird derzeit ein Ansteuern von DC-Schnellladern in der Mittelspannung, sogenannten Ladeparks, umgesetzt. Die Ansteuerung wird damit begründet, dass Ladeparks meist hohe Anschlussleistungen aufweisen und deren netzrelevante Leistung in Bezug auf Gleichzeitigkeiten etc. schwer eingeschätzt werden können. Darüber hinaus befinden sich die Standorte der Ladeparks oft in Ballungsräumen, in denen ein konventioneller Netzausbau nur erschwert möglich ist (Trassenfindung, Genehmigungsfristen etc.).

Die Ansteuerung von sogenannten signifikanten Netznutzern (SNN) basierend auf der „TOR Verteilernetzanschluss - Mittelspannung“ ist seit kurzem möglich.

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung

Gemeinsam haben die Verteilernetzbetreiber in Österreich das Projekt „Digitale Schnittstelle (DSS)“ aufgesetzt. Dabei sollen Anforderungen an die technische Schnittstelle konzipiert werden, die für die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen insbesondere bei kleineren Netzkunden – vorwiegend Verbrauchern, die aber auch über Erzeugungs- und Speicheranlagen verfügen können – benötigt werden. Dies ist relevant, da in diesem Bereich bisher in der Regel keine Kommunikationswege für die Flexibilitätsnutzung vorhanden sind, anders als z. B. bei größeren Erzeugungsanlagen oder auch großen Stromverbrauchern. Die Notwendigkeit, über eine geeignete Schnittstelle Steuer- und gegebenenfalls auch Preissignale für die Flexibilitätsnutzung übermitteln zu können, erstreckt sich bis hin zu den Haushaltskunden, da auch diese in Form von Wärmepumpen, E-Pkw-Ladeeinrichtungen, Heimspeichern und anderen Verbrauchseinrichtungen in Zukunft zunehmend über relevante Flexibilitätsoptionen verfügen werden.

vorarlberg netz erarbeitet in einem internen Pilotprojekt die sich daraus ergebenden Anforderungen und Systemeigenschaften, die für die Umsetzung einer solchen Schnittstelle im eigenen Netzgebiet erforderlich sind. Die Umsetzbarkeit wird dabei in Form einer Pilotanwendung getestet und evaluiert. Die daraus gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnisse werden in das Projekt DSS eingebracht.

5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“

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

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

- Systemführung 2.0 (SF2.0) umfasst das Management von Flexibilitäten im Day-ahead- und perspektivisch auch im Intraday-Zeitbereich unter Nutzung einer Koordinations-Plattform. Flexibilitäten werden explizit abgerufen. Voraussetzung für die Koordination ist, dass der Zugriff auf diese Flexibilitäten nicht nur einzelnen Netzbetreibern (wie beispielsweise 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 (beispielsweise 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 erfolgenden Auswahl von Flexibilitäten berücksichtigt wurden.

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

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