Netzentwicklungsplan 2026

Für das Verteilernetz der Vorarlberger Energienetze GmbH

Planungszeitraum

2026 - 2036

30. September 2026

Bregenz, im September 2026

© 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 ... 3

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes ... 3

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung ... 5

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen ... 8

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen ... 13

1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4 ... 14

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6) ... 16

1.7 Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen ... 16

2 Planungsannahmen ... 19

2.1 Beschreibung des eingesetzten Prognosetools ... 19

2.2 Ausblick für Einspeisung ... 20

2.3 Ausblick für Lasten ... 24

2.4 Ausblick für Speicher ... 26

3 Planungsgrundsätze und -methoden ... 27

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung ... 27

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge ... 28

3.3 Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs ... 29

4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen ... 30

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4 ... 30

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7 ... 54

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen ... 55

5 Flexibilitätsleistungen ... 56

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen ... 56

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung ... 57

5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“ ... 57

6 Standorte für systemdienliche Anlagen ... 59

7 Stellungnahmen ... 60

7.1 Themenblock 1: Transparenz zu Netzanschlusskapazitäten ... 60

7.2 Themenblock 2: Netzengpässe und Netzauslastung ... 61

7.3 Themenblock 3: Flexibilitäten und Speicher ... 61

7.4 Themenblock 4: Alternativen zum Netzausbau 62
7.5 Themenblock 5: Integrierter Planungsprozess 62
7.6 Themenblock 6: Einheitliche Annahmen und übergreifende Abstimmung der Netzentwicklungsplanung 63

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 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 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 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 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 Hompage).

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 221.740 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 2025 mit einer Nichtverfügbarkeit von 2,3 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 Störungsfall
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

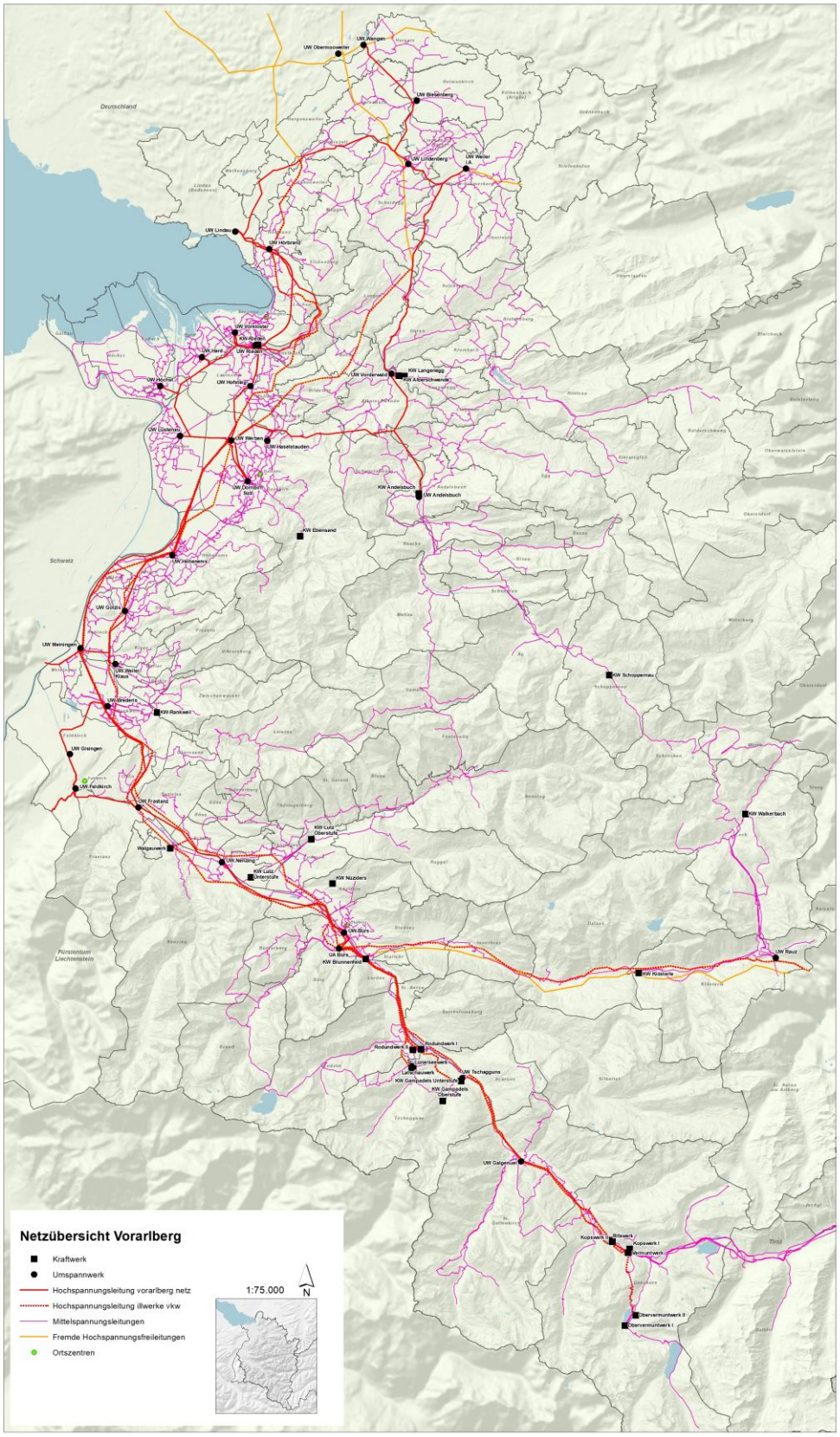


Abbildung 1: Netzstruktur vorarlberg netz und e-netze allgäu (Stand: 06.2026)

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

	2021	2022	2023	2024	2025
Freileitungen: Trassenlänge					
380 kV					
220 kV	50,824	50,824	50,824	51,036	51,036
110 kV	119,254	119,254	119,254	119,254	140,59
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	140,85	133,83	126,54	122,67	120,78
Niederspannung (2)	64,05	60,27	56,35	52,01	48,65
Freileitungen: Systemlänge					
380 kV					
220 kV	66,95	66,95	66,95	66,95	66,95
110 kV	250,39	250,39	250,44	250,44	250,44
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	156,50	148,70	140,60	136,3	134,2
Niederspannung (2)	91,50	86,10	80,50	74,3	69,5
Kabel: Trassenlänge					
380 kV					
220 kV					
110 kV	32,16	32,16	32,16	32,16	32,16
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	1.410,84	1.399,45	1.445,80	1462,41	1466,19
Niederspannung (2)	6.290,13	6.384,28	6.473,25	6543,81	6640,34
Kabel: Systemlänge					
380 kV					
220 kV					
110 kV	32,16	32,59	32,59	32,59	32,59
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	1.567,60	1.584,70	1.606,50	1624,9	1629,1
Niederspannung (2)	8.985,90	9.120,40	9.247,50	9348,3	9486,2

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

2) Niederspannung: 1 kV und darunter

Tabelle 2: Bestand an Umspannwerken und Transformatorstationen

	2021	2022	2023	2024	2025
Höchstspannung zu Hochspannung (1)					
Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke	2	2	2	2	2
Anzahl Umspanner	5	5	5	5	5
Leistung Umspanner (MVA)	1300	1300	1300	1.300	1.300
Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Umspannstationen	21	21	22	22	22
Anzahl Umspanner	43	43	45	45	46
Leistung Umspanner (MVA)	1430	1430	1510	1.510	1.580
Mittelspannung zu Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Transformatorstationen	1.611	1.628	1.646	1.659	1.660
Anzahl Umspanner	1.837	1.854	1.869	1.884	1.901
Leistung Umspanner (MVA)	897	921	942	965	1.058
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	2021	2022	2023	2024	2025
Haushalte						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 2.500 kWh/a	55.659	64.997	67.441	70.371	70.100
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	107.938	103.807	102.871	101.101	101.706
	über 15.000 kWh/a	10.070	9.240	8.372	8.095	9.457
	Insgesamt	173.667	178.044	178.684	179.567	181.263
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 2.500 kWh/a	83.754	93.801	92.194	97.163	98.014
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	496.936	436.371	450.686	436.708	455.608
	über 15.000 kWh/a	124.438	113.305	101.821	141.876	120.140

	Insgesamt	705.128	643.477	644.701	675.748	673.762
Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige)						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 20 MWh/a	16.717	15.395	16.516	16.746	16.553
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	22.030	22.282	23.398	23.401	24.124
	über 150.000 MWh/a	40	42		-	
	Insgesamt	38.787	37.719	39.914	40.147	40.677
Anzahl Bezugszählpunkte nach Netzebenen	NE 7					
	NE 6					
	NE 5					
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 20 MWh/a	64.326	60.783	63.083	52.918	63.445
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	1.379.524	1.392.364	1.473.868	1.464.402	1.468.707
	über 150.000 MWh/a	161.835	153.899			
	Insgesamt	1.605.685	1.607.046	1.536.951	1.517.321	1.532.152

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen

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

	Größenklasse bzw. Netzebene	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Wasserkraft						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	4,82	4,32	4,47	4,59	4,46
	≥ 250 kW und < 35 MW	123,69	129,49	132,68	132,48	132,48
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW	170,00	170,00	170,00	170,00	162,00
	Insgesamt	289,51	303,81	307,16	307,07	298,94
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	85	85	84	87,00	90,00
	≥ 250 kW und < 35 MW	33	33	35	35,00	35,00
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW	2	2	2	2,00	2,00
	Insgesamt	120	120	121	124,00	127,00
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	7,72	8,11	8,02	8,14	8,25
	NE 6	0,34	0,65	0,62	0,65	0,65
	NE 5	65,35	69,95	73,39	73,19	72,95
	NE 4	55,10	55,10	55,10	55,10	55,10
	NE 1 bis 3	170,00	171,00	170,00	170,00	162,00
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					
Photovoltaik						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	56,17	65,66	105,04	134,53	157,56
	> 20 kW und < 250 kW	47,08	57,41	92,36	115,31	136,58
	≥ 250 kW und < 35 MW	13,86	20,10	36,18	48,05	56,54
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	117,11	143,17	233,57	297,89	350,68
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	7.760	8.767	12.580	15244	17288
	> 20 kW und < 250 kW	788	959	1.672	2200	2732
	≥ 250 kW und < 35 MW	31	47	79	101	116
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	8.579	9.773	14.331	17545	2848
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	107,6	132,63	222,66	281,31	329,93
	NE 6				0,49	0,8
	NE 5	9,51	10,54	10,91	16,09	19,94
	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	2,38	2,47	2,21	2,54	2,54
	≥ 250 kW und < 35 MW	6,58	5,67	6,09	5,44	5,19
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	8,96	8,14	8,30	7,98	7,73
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW		1			
	> 20 kW und < 250 kW	31	32	29	29	29
	≥ 250 kW und < 35 MW	11	9	11	11	10
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	42	42	40	40	39
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	4,17	3,92	3,94	3,91	3,66
	NE 6	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
	NE 5	4,72	4,15	4,29	4	4
	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					
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	≤ 20 kW		0,02			
	> 20 kW und < 250 kW	0,12	0,07	0,02	0,02	0,14

der Engpassleistung (MW)	≥ 250 kW und < 35 MW	3,17	3,17	2,92	3,57	3,82
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	3,29	3,26	2,94	3,59	3,96
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW		1			
	> 20 kW und < 250 kW	3	1	1	1	3
	≥ 250 kW und < 35 MW	4	4	3	5	6
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	7	6	4	6	9
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	1,10	1,07	0,75	1,11	1,48
	NE 6					
	NE 5	2,19	2,19	2,19	2,48	2,48
	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.

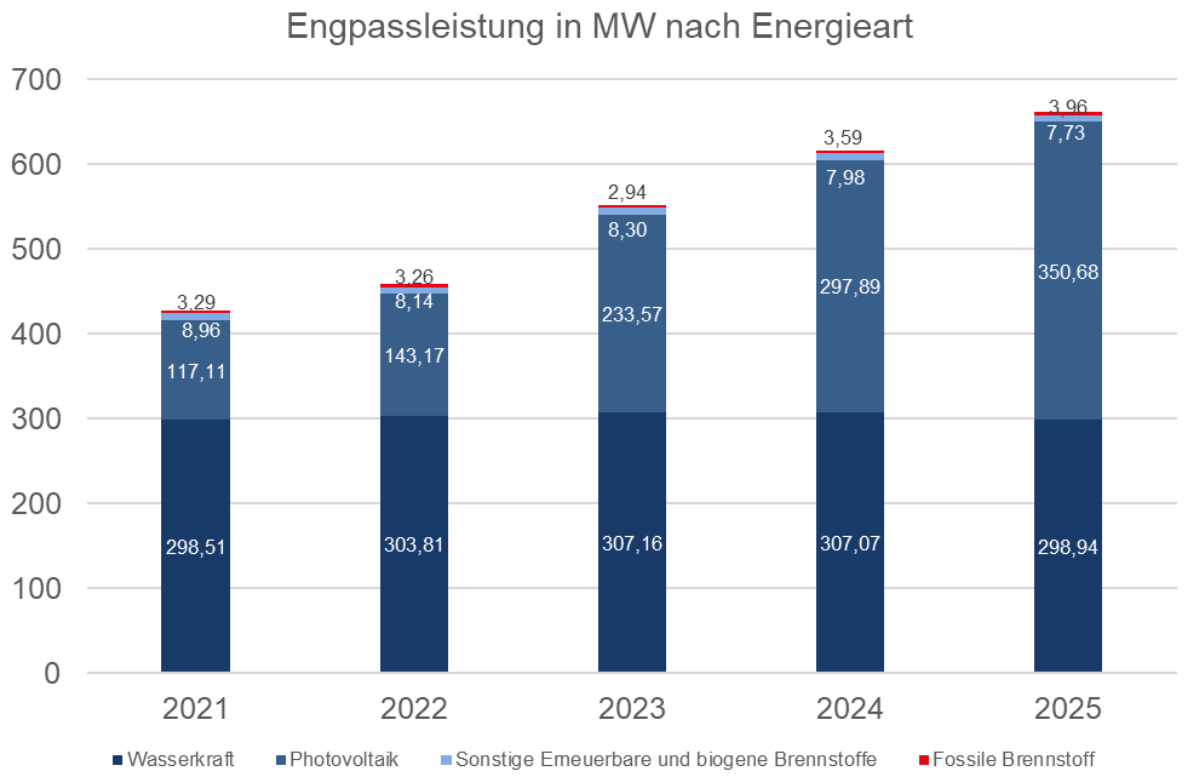


Abbildung 2: Entwicklung des Bestands an Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung von Anlagenverfügbarkeiten und Nichtverfügbarkeiten

Digitaler Netzanschluss und automatisierte Netzberechnung

Seit Anfang 2024 ermöglicht die Plattform „Online-Anschlussanfrage“ Digitaler Netzanschluss (vorarlbergnetz.at) die digitale, weitgehend automatisierte Vertragsannahme für Ladestellen bis 11 kW und Erzeugungsanlagen bis 20 kW. Grundlage ist ein kontinuierlich erweiterter digitaler Zwilling des Stromnetzes im Netzinformationssystem, der präzise Netzberechnungen erlaubt.

Diese automatisierte Berechnung ermittelt je Anschlusspunkt die verfügbaren Einspeise- und Bezugsleistungen. Bei ausreichender Kapazität wird automatisch ein Netzanschlussvertrag erstellt und versendet; andernfalls erfolgt eine manuelle Prüfung und es werden netzseitige Maßnahmen eingeleitet.

Im Rahmen des Anschlussverfahrens für Einspeiseanlagen übermitteln PV-Installateure die relevanten Einstellparameter der Anlagen in Form eines Parameterauszugs („Report“) an vorarlberg netz. Diese Reports werden derzeit noch manuell von Mitarbeitenden bei vorarlberg netz geprüft. Parallel dazu entwickelt Österreichs Energie eine automatisierte Reportkontrolle, an der vorarlberg netz als wichtiger Projektpartner – unter anderem durch die Bereitstellung von Musterreports und Testdaten – mitwirkt. Der aktuelle Entwicklungsstand wird zudem regelmäßig im eigenen Systemumfeld getestet. Nach Fertigstellung der entsprechenden Schnittstelle im Projekt soll die automatisierte Reportkontrolle in die bestehenden IT-Systeme von vorarlberg netz integriert werden.

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen

Tabelle 5: Anzahl der meldepflichtigen Betriebsmittel im Versorgungsgebiet

Anzahl nach Größenklassen	2021	2022	2023	2024	2025
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.

elwo3) 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. ElWOG § 20 und ElWG § 99 bzw. Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022

	Gebuchte Kapazität (MVA)					
	Q4/2024	**Q1/2025**	**Q2/2025**	**Q3/2025**	**Q4/2025**	**Q1/2026**
UW Andelsbuch	8,2	6,7	7,0	4,9	5,0	4,8
UW Brederis	6,6	6,4	6,1	5,7	5,8	5,6
UW Bürs 10kV	4,2	4,2	4,3	3,4	2,8	2,8
UW Bürs 30kV	3,0	2,9	3,0	2,5	2,3	2,3
UW Dornbirn Süd	8,2	8,1	7,7	6,3	6,5	6,1
UW Feldkirch	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
UW Frastanz 10kV	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
UW Frastanz 30kV	4,8	5,1	5,6	4,7	4,9	4,8
UW Gisingen	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
UW Götzis	7,6	7,6	7,6	5,4	5,1	4,6
UW Hard	4,6	4,4	3,9	3,2	3,3	3,1
UW Haselstauden	7,1	5,1	5,4	4,6	3,7	3,8
UW Höchst	4,6	4,7	4,7	3,8	3,6	3,3
UW Hofsteig	4,2	3,9	3,0	2,5	9,0	3,6
UW Hohenems	8,7	8,4	7,1	5,8	5,2	5,1
UW Hörbranz	4,8	4,6	4,5	3,6	3,0	2,9
UW Lustenau	6,7	6,5	7,1	5,6	6,0	5,5
UW Nenzing	9,3	9,5	8,8	6,7	6,1	5,5
UW Rauz	1,0	0,9	1,1	0,8	0,7	0,7
UW Rieden	3,8	3,6	3,9	2,8	2,7	2,6
UW Tschagguns	2,5	2,5	2,5	2,4	2,0	2,0
UW Vorderwald	7,3	6,5	6,5	6,0	6,0	5,9
UW Vorkloster	1,6	2,1	2,0	1,6	1,5	1,4
UW Weiler Klaus	5,3	5,2	5,4	4,7	4,8	4,9
Summe Netzbetreiber	**119,4**	**114,2**	**112,5**	**92,3**	**95,3**	**86,6**

	Verfügbare Kapazität (MVA)					
	Q4/2024	**Q1/2025**	**Q2/2025**	**Q3/2025**	**Q4/2025**	**Q1/2026**
UW Andelsbuch	7,6	9,1	15,8	15,9	15,8	16,0
UW Brederis	26,4	26,6	26,9	26,7	26,6	26,8
UW Bürs 10kV	25,8	25,8	28,7	29,6	30,2	30,2
UW Bürs 30kV	1,4	35,7	33,4	34,5	31,7	32,2
UW Dornbirn Süd	57,8	57,9	58,3	59,7	59,5	59,9
UW Feldkirch	25,1	25,1	26,4	26,4	26,4	26,4

UW Frastanz 10kV	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
UW Frastanz 30kV	7,3	6,9	4,7	5,5	5,3	5,4
UW Gisingen	17,6	17,6	17,9	17,4	17,4	17,4
UW Götzis	21,1	21,1	20,0	21,7	22,0	22,5
UW Hard	28,4	28,6	29,1	29,8	29,7	29,9
UW Haselstauden	25,9	27,9	27,6	28,4	29,3	29,2
UW Höchst	28,4	28,3	28,3	29,2	29,4	29,7
UW Hofsteig	38,0	38,3	38,3	38,3	31,8	37,2
UW Hohenems	20,9	21,2	22,5	23,8	24,4	24,5
UW Hörbranz	16,5	16,7	15,0	15,7	16,3	16,4
UW Lustenau	19,8	20,0	18,1	19,1	18,7	19,2
UW Nenzing	14,7	14,5	22,4	22,9	23,5	23,8
UW Rauz	17,3	17,4	17,9	6,3	0,1	0,0
UW Rieden	26,0	26,2	25,9	27,0	27,1	27,2
UW Tschagguns	8,4	8,4	8,3	7,8	8,2	8,2
UW Vorderwald	1,0	1,1	8,3	2,6	2,6	2,1
UW Vorkloster	31,4	30,9	31,0	31,4	31,5	31,6
UW Weiler Klaus	24,3	24,3	22,8	22,9	22,8	22,7
Summe Netzbetreiber	**514,8**	**553,2**	**571,3**	**566,2**	**554,0**	**562,1**

Gemäß ElWOG §20 und ElWG §99 "Transparenz und Reservierung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten" wird von den österreichischen Stromnetzbetreibern eine Veröffentlichung quartalsweise Aktualisierung der verfügbaren und gebuchten Kapazität (in MVA) je Umspannwerk verlangt. Unter Berücksichtigung der gebuchten Kapazitäten beschreibt diese Tabelle, wie viele freie Einspeisekapazitäten noch zur Verfügung stehen.

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, bei gleichzeitiger Veröffentlichung des neuen ElWG unter § 57 (3) ein zielgerichtetes, volkswirtschaftliches Planen, Ausbauen und Betreiben, der entsprechenden Netzinfrastruktur.

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. Zielsetzung sind rund 20 % der Umspannstationen mit erweiterter Messtechnik bis 2030 auszustatten.

Aufbauend auf den Anforderungen und Regelungen der „TOR Verteilernetzanschluss – Mittelspannung und Niederspannung“ sowie der „TOR Stromerzeugungsanlagen Typ B“ und zukünftig auch der „TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A“ kommt es mit den Erfahrungen aus dem vorausgegangen Leuchtturmprojekt „Smart Grid Großes Walsertal“ mittlerweile zu ersten gesetzlich verordneten Umsetzungen beim Ansteuern von Erzeugern und Lasten (DC-Schnelllader für E-Mobilität) in der Mittelspannung, sowie in naher Zukunft auch in der Niederspannung (spätestens Sommer/Herbst 2028).

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 neben den Schwerpunktstationen in geringer Anzahl auch intelligente Ortsnetzstationen (iONS) von der Netzleitstelle fernsteuerbar.

Smart Meter 1.0

Mit Stand November 2024 wurde das gesetzlich geforderte 95% Ziel gemäß Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-V) basierend auf dem ElWOG 2010 erreicht. Seitdem ist die Installation fortgeschritten mit dem Ziel 100% zu erreichen. Damit sind mit April 2026 sind 219.662 Smart Meter im Netzgebiet verbaut.

Der Fokus lag nach dem Erreichen der Einbauziele auf der Ertüchtigung der Kommunikation, um für die zukünftig geforderten Anforderungen gewappnet zu sein.

Erhöhung der Datenmengen

Mit Inkrafttreten des ElWG § 54 wird die Auslesung von Viertelstundenwerten über intelligente Messgeräte zum Standard. Ab Juni 2028 ist gemäß ElWG § 76 zudem die Ansteuerbarkeit von Stromerzeugungsanlagen verpflichtend. Eine teilweise Abwicklung dieser Ansteuerung über die Smart-Meter-Infrastruktur wird derzeit diskutiert.

Durch diese Entwicklungen werden die zu übertragenden Datenmengen im PLC-Netzwerk signifikant steigen. Diese Anforderungen waren zum Zeitpunkt der ursprünglichen Planung und Umsetzung des Smart-Meter-Rollouts noch nicht absehbar.

Smart Meter 2.0

Mit der geplanten Einführung der Intelligente Messgeräte-Verordnung IMA-V 2026 (Entwurf Stand April 2026) müssen bis Juli 2036 90% der Smart Meter getauscht werden. Ziel ist es, zwei schaltbare Relais zur Steuerung der Energieflussrichtungen bereitzustellen. vorarlberg netz beteiligt sich an der Gestaltung eines Österreichischen Companion Standards zur österreichweiten Vereinheitlichung der Smart Meter (Positionspapier der österreichischen Strom-Netzbetreiber)

Der Parallelbetrieb beider Smart-Meter-Generationen wird in den kommenden Jahren eine zentrale Herausforderung darstellen, insbesondere angesichts der gestiegenen Anforderungen an die internen Systeme.

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 deren fernwirktechnische Anbindung zur Daten-/Messwertübertragung, Fehlerlokalisierung und die Möglichkeit zum ferngesteuerten Schalten von Mittelspannungsschaltgeräten.

Mit Stand April 2026 sind im Netzgebiet von vorarlberg netz insgesamt 108 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 örtlichen Netzsituation ermöglicht.

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) werden bei vorarlberg netz als zusätzliche Möglichkeit der Netzertüchtigung – als Ergänzung zum klassischen Netzausbau (Leitungsverlegungen etc.) – eingesetzt. Mit Stand April 2026 sind in 63 Trafostationen derartige Transformatoren installiert.

Nutzung weiterer Betriebsmittel zur Netzsteuerung

Die 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 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 vor der flächendeckenden Einführung dieses Konzepts erfolgreich getestet. Im Zuge der Netzqualitätssicherung werden bei vorarlberg netz im eigenen Netzlabor fortlaufend Prüfungen von Wechselrichtern, Parkreglern und Ladesäulen auf dessen netzverträgliche Betriebsweise (mit und ohne Ansteuerungshintergrund) durchgeführt.

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

Mit Inkrafttreten des ElWG wurden die Rahmenbedingungen weiter konkretisiert. Dadurch können die aktuellen V-NEP 2026 auf einer einheitlichen und verbindlichen Grundlage aufbauen. Sie orientieren sich an länderspezifischen Ausbauzielen, den Prognosen der Netzbetreiber sowie an bundesweiten Ausbauzielen.

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

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

2.1 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 2025-2029 sowie das 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.

Die Bundesregierung hat am 11.6.2026 mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) neue Ausbauziele beschlossen. Um den steigenden Energiebedarf zu decken, soll die erneuerbare Stromerzeugung technologieneutral bis 2030 um weitere 3 TWh auf insgesamt 30 TWh und bis 2035 um zusätzliche 10 TWh auf insgesamt 40 TWh erhöht werden. Zudem wurden auch Ausbauziele für Batteriespeicher festgelegt. Der Gesetzesvorschlag zielt darauf ab, die Verfahren für Errichtung und Betrieb von Netz- und Energieanlagen zu beschleunigen und so mehr erneuerbare Energie rascher in den Markt zu bringen.

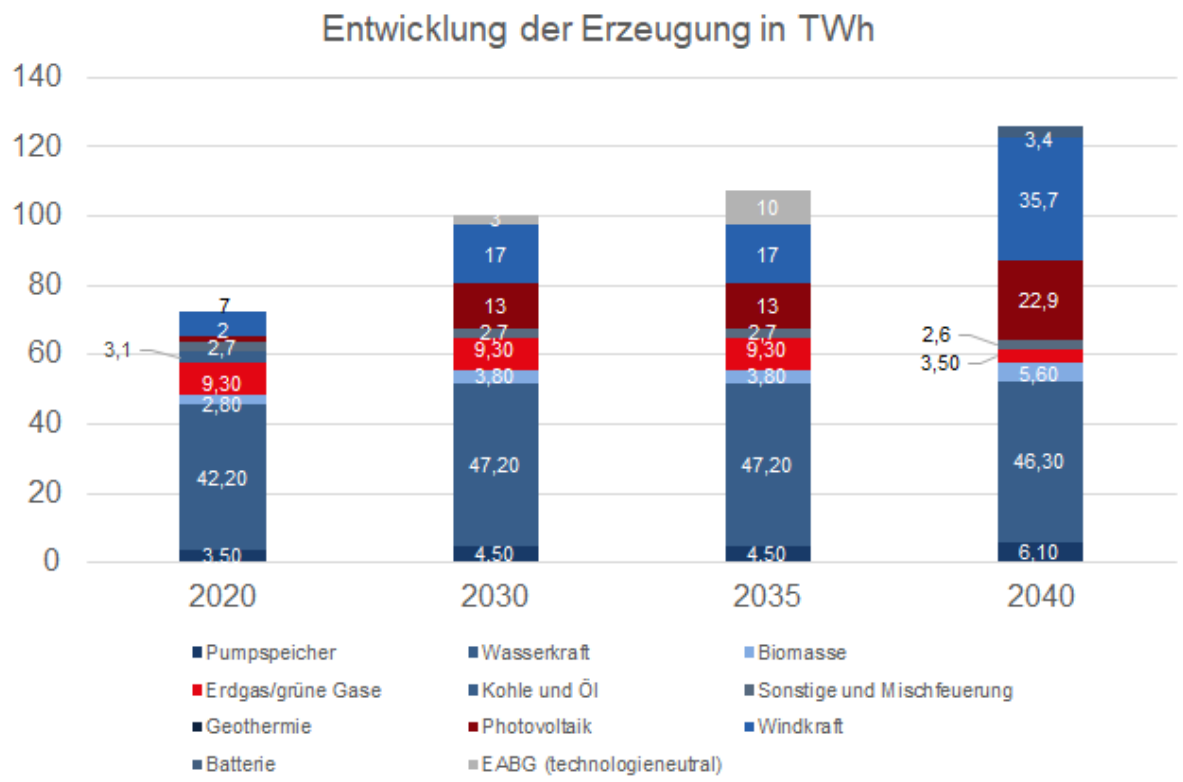


Abbildung 3: Entwicklung der Erzeugung in TWh
Quelle: Daten für 2020: E-Control & Eurostat | 2030: EAG (Stand 2021) + EABG (Stand 06.2026) | 2040: Prognose OE & Compass Lexecon (Stand 03.2026)

Bezogen auf die zu installierende Leistung entspricht dies aufgrund der fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien ungefähr einer Verdreifachung der derzeit installierten Leistung. Damit verbunden ist ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an Netzinfrastruktur, Speichern und Flexibilitäten.

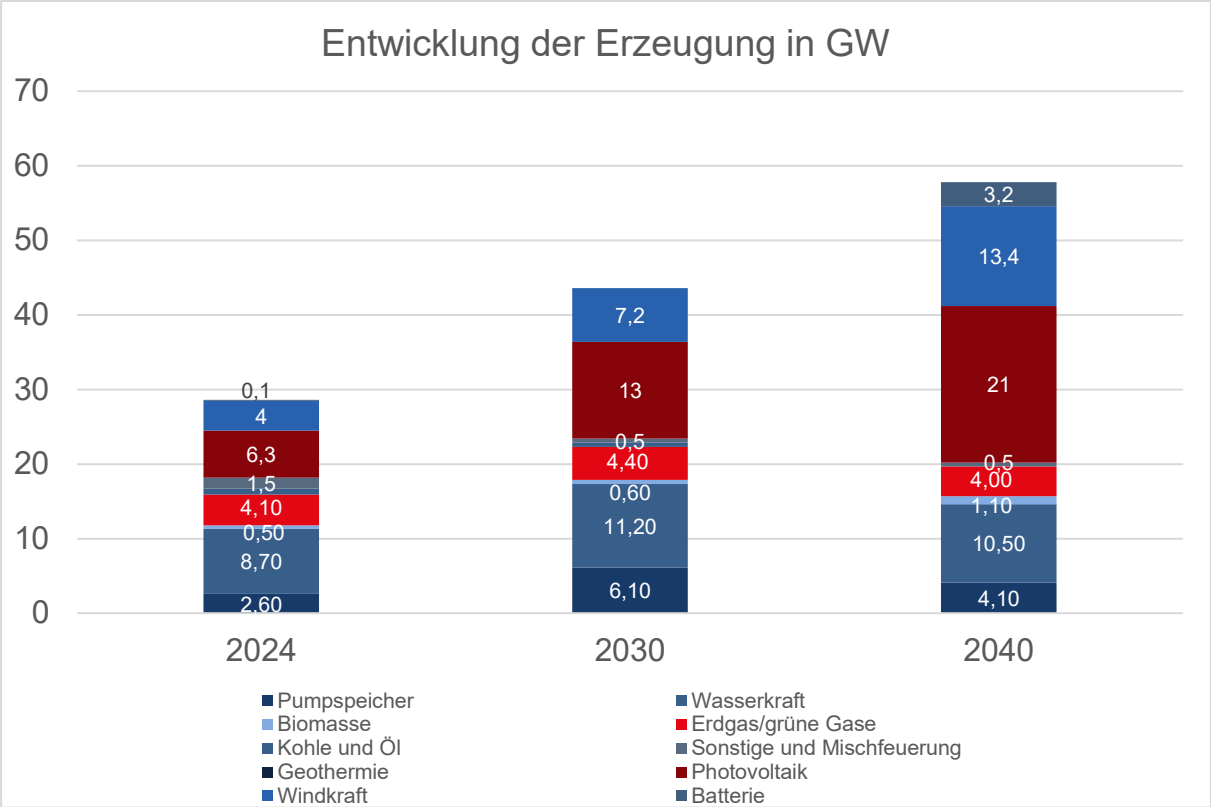


Abbildung 4: Entwicklung der Erzeugung in GW
Quelle: Daten für 2024: APG, Prognose OE & Compass Lexecon (Stand 03.2026) | 2030: EAG | 2040: Prognose OE & Compass Lexecon (Stand 03.2026)

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. Die 2021 beschlossene Strategie Energieautonomie+ 2030 wurde 2026 aktualisiert (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 3.229 GWh erreicht werden.

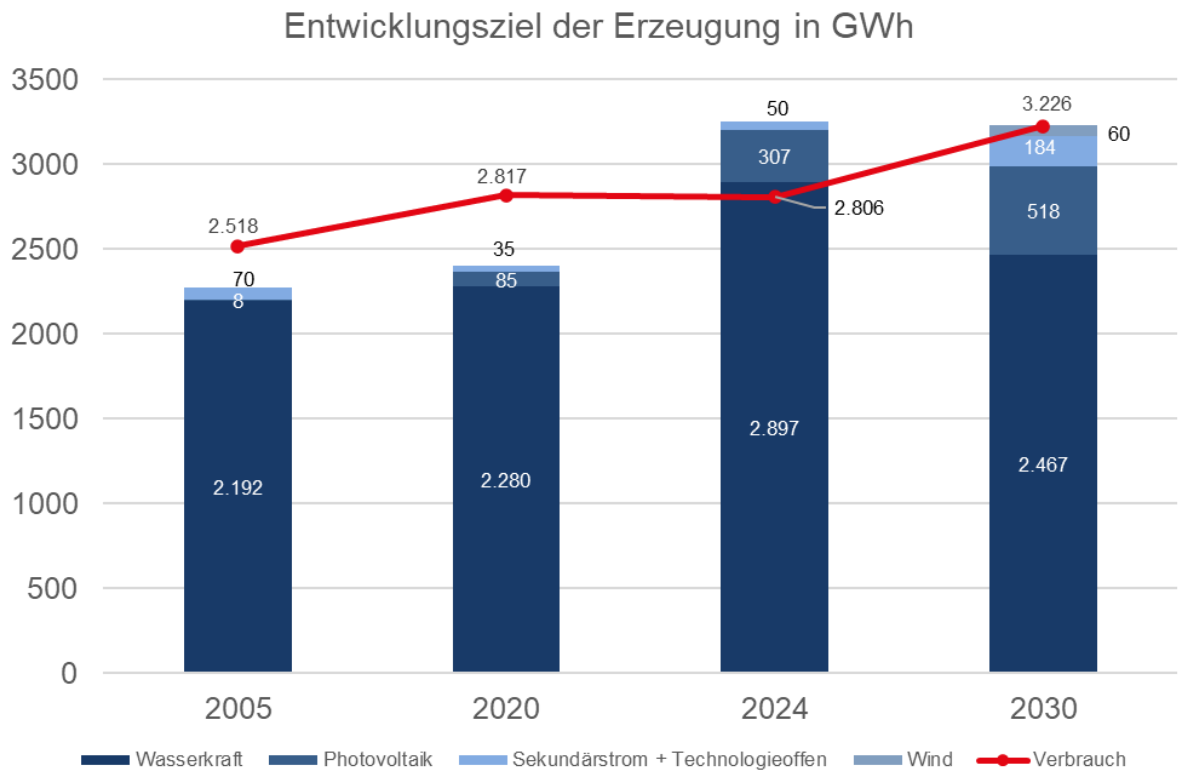


Abbildung 5: Landesziel Vorarlberg – 100 %-Anteil erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in der Jahresbilanz (2024 war ein sehr starkes Wasserjahr)

Das Ziel 100 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in der Jahresbilanz 2030 bleibt erhalten. Das Mengengerüst zur Erreichung von 100 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in der Jahresbilanz 2030 wird an die neuen Rahmenbedingungen angepasst, da das bisherige Ziel beim Photovoltaik-Ausbau früher als geplant erreicht wurde und sich gleichzeitig der Zeitplan des Wasserkraft-Ausbaus verzögert. Erstmals wird auch ein Ausbauziel für Wind kraft ausgewiesen.
Ein potenzieller Erzeugungsverlust des Walgauwerkes nach Inbetriebnahme des Lünerseewerkes II soll durch andere Erzeugungsanlagen kompensiert werden.

Quelle: Land Vorarlberg - Energieautonomie+ (Update 2026)

Aktuelle Situation und Ausbauerwartung 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 2025 wurden insgesamt 3.928 Anschlussfragen für dezentrale Erzeugungsanlagen bearbeitet. Das entspricht einem Rückgang von 9 % gegenüber dem Vorjahr (4.316 Anfragen).

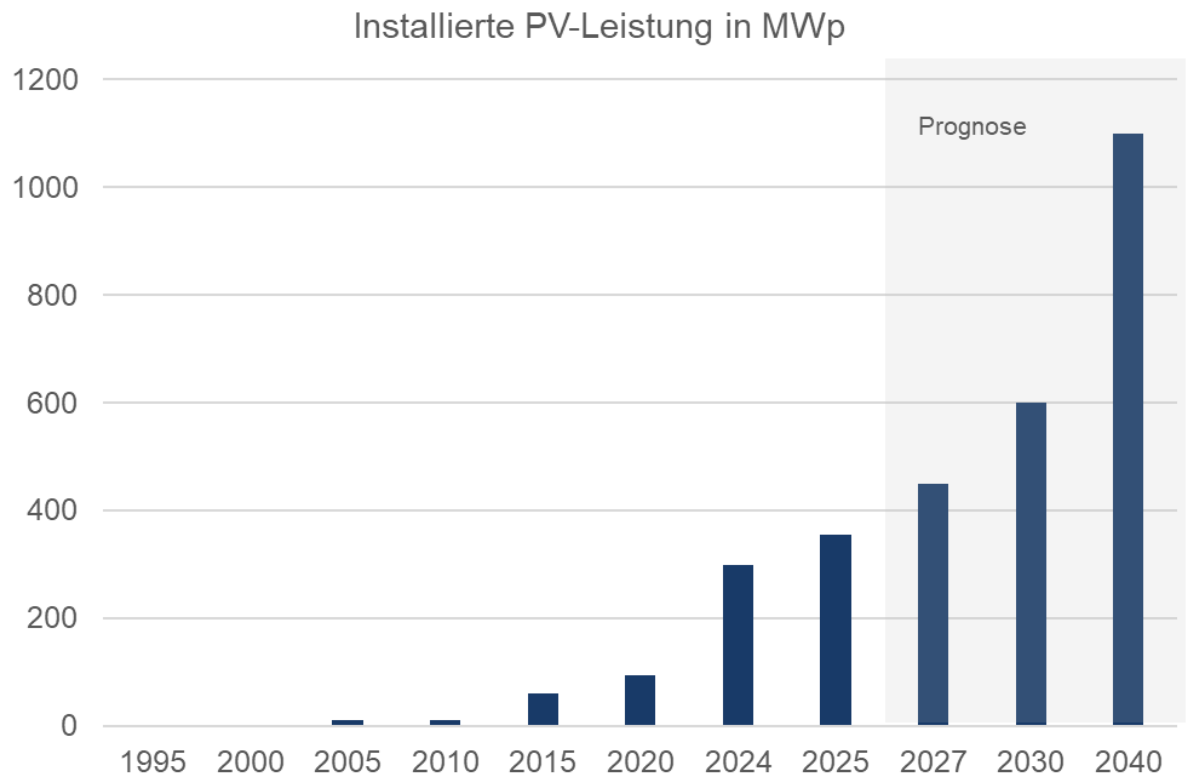


Tabelle 7: Einspeiseentwicklung PV bei vorarlberg netz (Quelle Prognose: Strategie Energieautonomie+ 2030, Stand 2026)

Das Zukunftsprogramm des größten Energieversorgungs- und Energiedienstleistungsunternehmen in Vorarlberg, illwerke vkw, beinhaltet zahlreiche Ausbauvorhaben in der Wasserkraft in Vorarlberg bis 2040. Das Programm enthält 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. Erste Windmessungen werden derzeit durchgeführt und bilden 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 Oesterreichs 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.

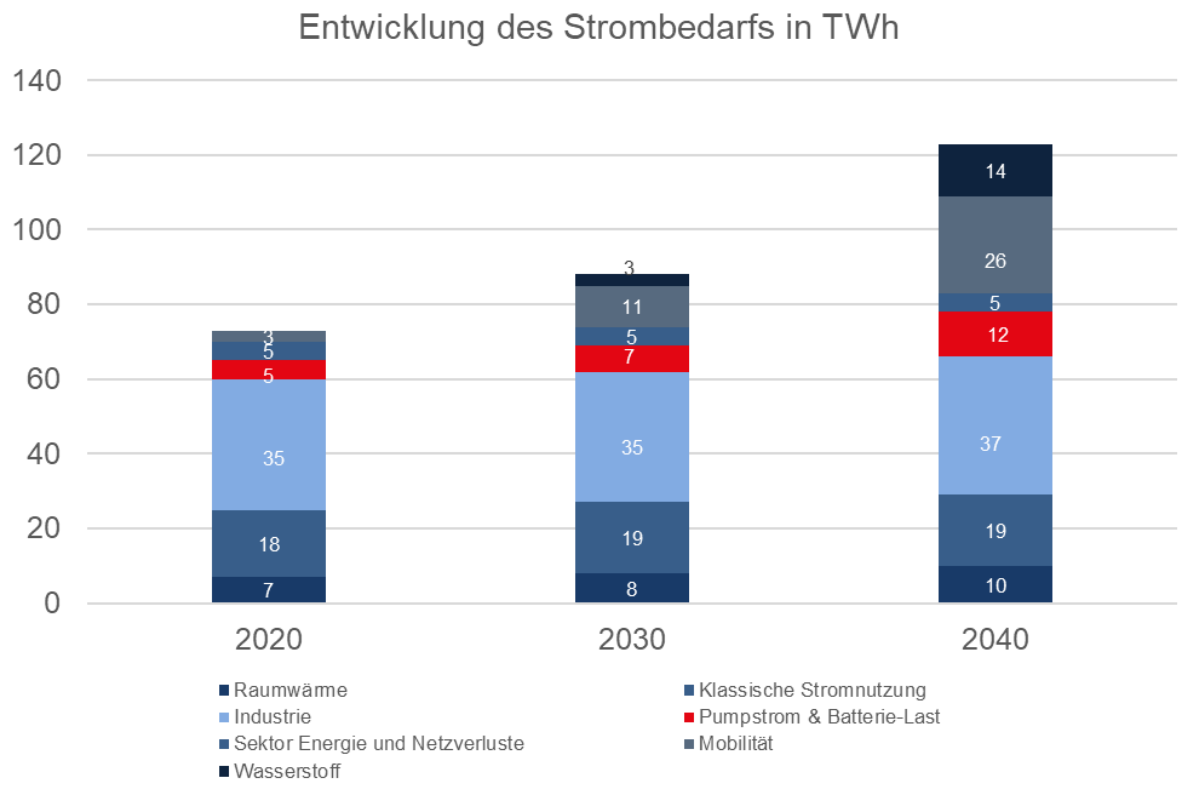


Abbildung 6: Entwicklung des Strombedarfs nach Sektoren in TWh

Quelle: Daten für 2020: E-Control | 2030: Prognose OE & PwC entsprechend Gesamtbedarf nach EAG | 2040: Prognose OE & PwC (Stand 03.2026)

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 3.200 GWh auszugehen. Demgegenüber soll bis 2030 eine realisierte Stromproduktion von 3.229 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.

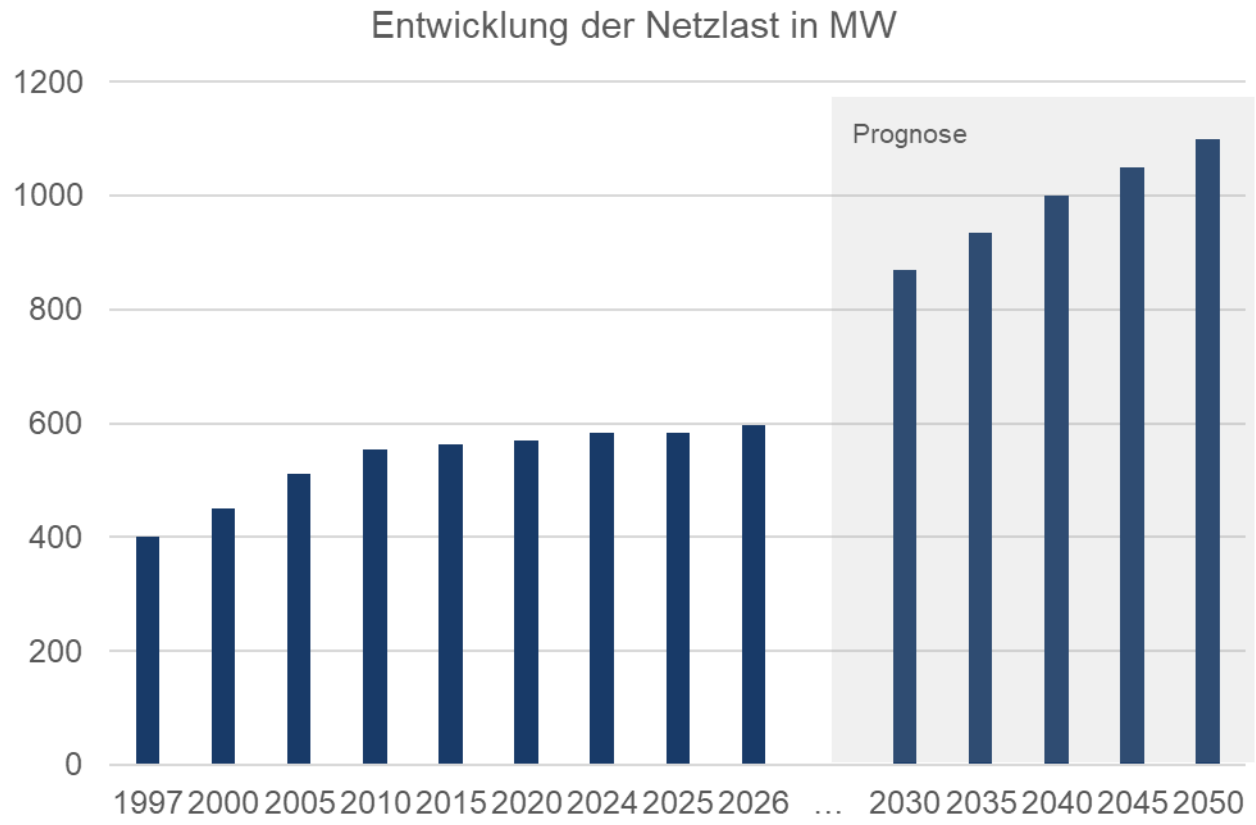


Abbildung 7: Entwicklung der Netzlast bei vorarlberg netz

Die Entwicklung der Netzlast bei vorarlberg netz berücksichtigt ab dem Jahr 2030 den zunehmenden Anteil an elektrischer Energie durch den Umstieg von Öl-, Gas-, oder Allesbrennerkessel auf klimafreundliche Heizungssysteme. 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.

2.4 Ausblick für Speicher

In den Zielsetzungen der Klima- und Energiestrategie Vorarlberg ist die Entwicklung im Bereich der Speicher noch nicht adressiert. Entsprechend der aktuell angefragten Netzkapazitäten zeigt sich, dass (Batterie-)Speicher momentan einen nennenswerten Anteil darstellen. Die tatsächliche Umsetzungsquote ist derzeit nicht abschätzbar.

Aktuell liegen für das Netzgebiet von vorarlberg netz insgesamt ca.100 MW an angefragter Speicherleistung (mit einem Energieinhalt von 400 MWh) vor. Diese Anfragen wurden offiziell seitens Netzbetreiber behandelt und beantwortet.

Das Betriebsverhalten dieser Speicher wird typischerweise durch den Energiemarkt bestimmt. Für Verteilernetzbetreiber bedeutet dies, dass jederzeit ein Abruf der vollen Leistung möglich ist und dadurch ein erheblicher Netzausbaubedarf im Verteilernetz erforderlich sein könnte.

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)
- ElWG (Elektrizitätswirtschaftsgesetz)
- 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, März 2026
- VDE-AR-N 4110 Technische Anschlussregel Mittelspannung, September 2023
- 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 Netzrückwirkungen
- 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 Netzinfrastruktur (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.
- **Netzinstandhaltung:** Die Netzinstandhaltung 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 zum bestehenden Netzinformationssystem, wie in der Niederspannung bereits vorhanden, ist für die Mittelspannungsnetze in den nächsten Jahren angedacht. Dafür werden im Netzinformationssystem sämtliche MS-

Schaltanlagen in Form eines Anlageninnenlebens abgebildet. 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.

3.3 Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs

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

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

Demgegenüber steht die aktuelle Auslastung der Umspannwerke. Für jedes Umspannwerk wird ermittelt, wie stark die angeschlossene Leistung steigen darf, bis es zu einer Grenzwertverletzung kommt. Die Betrachtung umfasst hierbei sowohl die thermischen Belastungsgrenzen der Betriebsmittel als auch die Spannungsgrenzen.

Derzeit liegen die hierfür erforderlichen Verordnungen noch nicht vor. Insbesondere die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung 2026 ist erforderlich, um die Rahmenbedingungen für den Abruf netzdienlicher Flexibilität durch Verteilernetzbetreiber festzulegen. Daher kann in Kapitel 4.1 noch keine Aussage zur alternativen Beurteilung des Flexibilitätseinsatzes getroffen werden.

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“, „in Planung“, „in Umsetzung“ und „abgeschlossen“ unterschieden. Die „Art“ der Projekte ist typischerweise auf die Kategorien: „Generalerneuerung“, „Ersatzneubau“, „Erweiterung“ oder „Verstärkung“ 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 sind Projekte mit Auswirkungen auf das vorgelagerte Netz nur in Ausnahmefällen zu erwarten. Gegenüber den nachgelagerten Netzbetreibern ist die Leistung vertraglich geregelt. Daher sind auch hier keine Auswirkungen auf andere Netze zu erwarten.

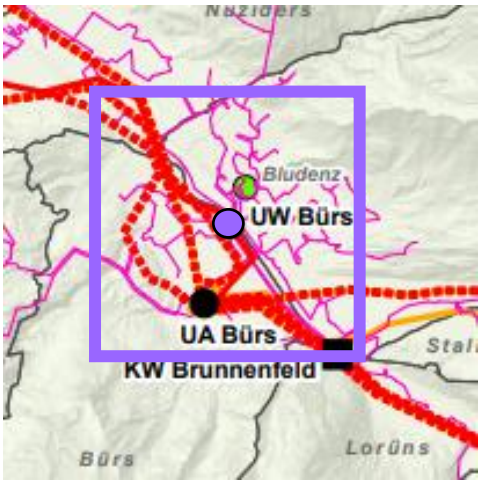
Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die beschriebenen Einzelprojekte auf den Netzebenen 1 bis 4. Weiterführende Informationen enthalten die jeweiligen Beschreibungen der Einzelprojekte.

Tabelle 8 Überblick aller Projekte der Netzebenen 1 bis 4

Projektnummer	NE	Projektbezeichnung	IBN
VNE-24-01	3, 4	UW-Ausbau Bürs	2025
VNE-24-02	3, 4, 5	UW-Ausbau Hohenems	2026
VNE-24-03	3, 4, 5	UW-Ausbau Dornbirn Süd	2027
VNE-24-04	4, 5	UW-Ausbau Hörbranz	2027, 2030
VNE-24-14	3, 4, 5	UW-Ausbau Lustenau	2027, 2033
VNE-24-05	4	UW-Ausbau Rauz	2028
VNE-24-12	3, 4, 5	UW-Ausbau Frastanz	2028, 2032
VNE-24-06	3, 4	Nordring Ausbaustufe A / Ertüchtigung UW Rieden	2029
VNE-24-07	3	Südnetz Ausbaustufe A	2029
VNE-24-09	3, 4, 5	UW-Ausbau Vorderwald	2030
VNE-24-11	1	UW-Ausbau Meiningen	2030
VNE-24-10	3, 4, 5	UW-Ausbau Götzis	2032
VNE-24-13	3	Nordring Ausbaustufe B	2033
VNE-24-15	3	Mittelnetz Ausbaustufe A	2033, 2034
VNE-24-16	3, 4, 5	UW-Ausbau Haselstauden	2033
VNE-26-01	2	UW-Ausbau Werben	2033
VNE-24-08	4	UW-Ausbau Andelsbuch	2034
VNE-24-17	3, 4, 5	UW-Ausbau Weiler Klaus	2034
VNE-26-02	4	UW-Ausbau Bürs	2034
VNE-24-18	3	Südnetz Ausbaustufe B	2035
VNE-26-03	3, 4, 5	UW-Ausbau Vorkloster	2036
VNE-26-04	4	UW-Ausbau Brederis	2036

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Bürs		
Projektnummer: VNE-24-01	**Netzebene(n)**: 3, 4	**Projektstatus**: abgeschlossen
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk	**Erfolgte Inbetriebnahme**: 2025

Projektbeschreibung:



Im UW Bürs wurde die HS-Schaltanlage altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie ersetzt. Zusätzlich wurden zwei neue Umspanner eingesetzt. Das UW Bürs speist sowohl in die 10-kV- als auch in die 30-kV-Ebene ein. Vor dem Umbau war neben einem 110/10-kV-Umspanner ein Dreiwickeltransformator im Einsatz, der jeweils in eine der beiden Spannungsebenen speisen konnte. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wurde ein Konzept mit drei Umspannern umgesetzt. Das Umspannwerk verfügt über einen Umspanner für die 10-kV-Ebene, einen Umspanner für die 30-kV-Ebene und einen zusätzlicher Dreiwickeltransformator, der in beide Spannungsebenen speisen kann.

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

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Für die 30-kV-Ebene erhöhte sich die (n-1)-gesicherte Netzkapazität um 37 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Aufgrund der Erneuerungsstrategie basierend auf der zu erwartenden Laststeigerung, dem Zustand und dem Alter der Betriebsmittel, ist eine alternative Flexibilitätsbeschaffung nicht möglich.

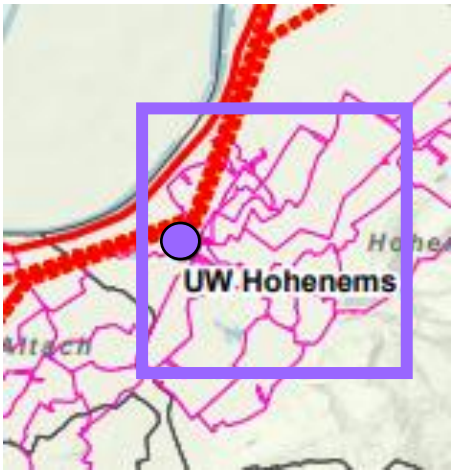
Gesamtkosten: 10,4 Mio. Euro

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Hohenems

Projektnummer: VNE-24-02	**Netzebene(n)**: 3, 4, 5	**Projektstatus**: abgeschlossen
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk	**Erfolgte Inbetriebnahme**: 2026

Projektbeschreibung:

Der Ausbau des UW Hohenems als essenzieller Einspeisepunkt für den Großraum Hohenems, war für die Erhöhung der Versorgungssicherheit von großer Bedeutung. Im Zuge des Projekts *Mittelnetz Ausbaustufe B* wurde die 110-kV-Schaltanlage für eine zukünftige dritte 110-kV-Einbindung erweitert. Aus diesem Grund wurde 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
- Berücksichtigung eines neuen Anlagenkonzepts mit drei Umspannern für eine zukünftige Spannungsumstellung auf der Mittelspannungsebene
- Erhöhung der Umspannerleistungen

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus derzeitiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität auf der 10-kV-Ebene um 14 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

Gesamtkosten: 18,9 Mio. Euro

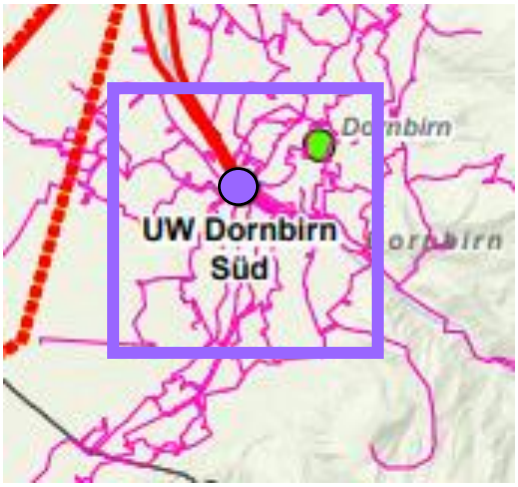
Projektbezeichnung: UW-Ausbau Dornbirn Süd

Projektnummer: VNE-24-03	**Netzebene(n)**: 3, 4, 5	**Projektstatus**: in Umsetzung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2027

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 derzeitiger 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

Gesamtkosten: 21,8 Mio. Euro

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Hörbranz		
Projektnummer: VNE-24-04	**Netzebene(n)**: 4, 5	**Projektstatus**: in Planung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Generalerneuerung Schaltanlage, Verstärkung Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2027, 2030

Projektbeschreibung:

Die MS-Schaltanlage und die beiden Umspanner im UW Hörbranz sollen altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie in zwei Etappen ersetzt werden.

- Erhöhung der Umspannerleistungen bis 2027
- Ersatz der MS-Schaltanlage bis 2030



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus derzeitiger 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

Gesamtkosten: 2,8 Mio. Euro auf der NE 4. Die Kosten auf der NE 5 stehen noch nicht fest.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Lustenau		
Projektnummer: VNE-24-14	**Netzebene(n)**: 3, 4, 5	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2027, 2033

Projektbeschreibung:

Das gesamte UW Lustenau soll bis 2033 altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie ersetzt werden. Neben neuen Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung wird ein neuer sowie ein generalüberholter 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
- Ersatz durch einen generalüberholten Umspanners 2027
- Ersatz durch einen neuen Umspanner 2033

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus derzeitiger 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

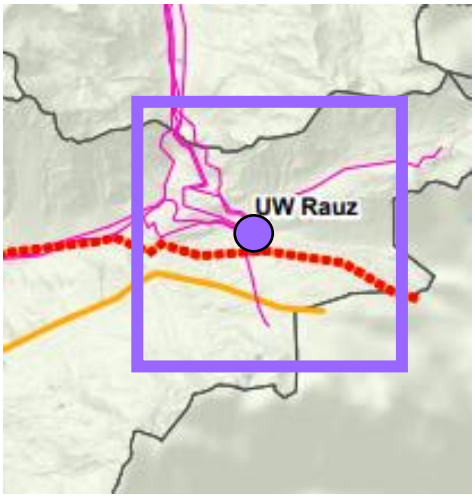
Gesamtkosten: n.v.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Rauz		
Projektnummer: VNE-24-05	**Netzebene(n)**: 4	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV	**Art**: Verstärkung Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2028

Projektbeschreibung:

Die beiden Umspanner im UW Rauz müssen altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie 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 derzeitiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 11 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkung.

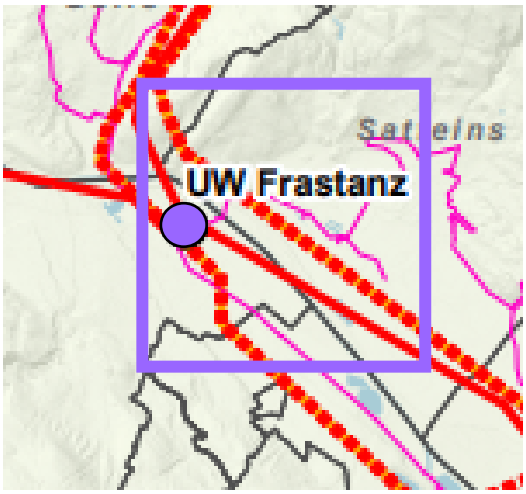
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

Gesamtkosten: 3,2 Mio. Euro

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Frastanz		
Projektnummer: VNE-24-12	**Netzebene(n)**: 3, 4, 5	**Projektstatus**: in Umsetzung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Generalerneuerung Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2028 (HS), 2032 (MS)

Projektbeschreibung:



Das UW Frastanz wird in mehreren Etappen bis 2032 altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie ersetzt. 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
- Zwei neue Umspanner
- Ein generalüberholter Umspanner

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

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

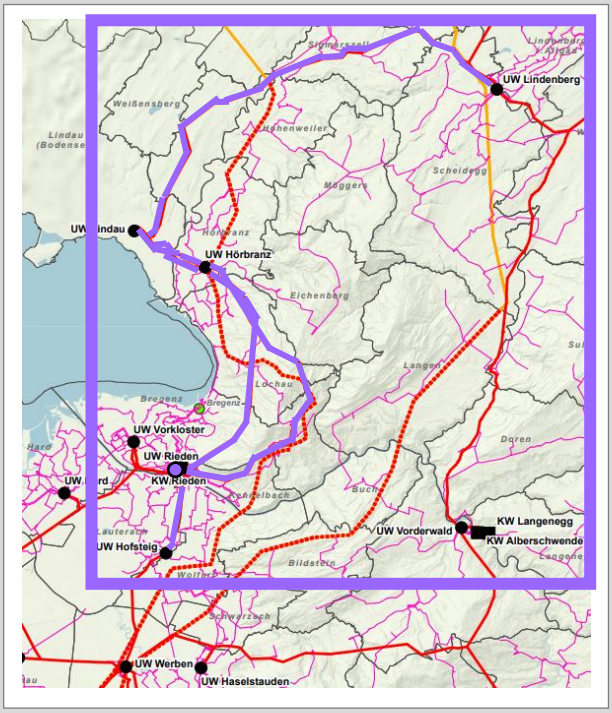
Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

Gesamtkosten: 13,3 Mio. Euro für NE 3 und NE 4. Kosten für Ersatz auf NE 5 stehen noch nicht fest.

Projektbezeichnung: Nordring Ausbaustufe A / Ertüchtigung UW Rieden		
Projektnummer: VNE-24-06	**Netzebene(n)**: 3, 4	**Projektstatus**: in Umsetzung
Spannungsebene(n): 110kV, 10kV	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk Ersatzneubau Kabel	**Geplante Inbetriebnahme**: 2029

Projektbeschreibung:

Die Betriebsmittel im UW Rieden müssen altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie ersetzt werden. Gleichzeitig ist das Umspannwerk ein wichtiger Knotenpunkt für den 110-kV-Nordring. Um die Flexibilitäten 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. Zusätzlich soll ein bestehendes 110-kV-Kabel altersbedingt ersetzt werden.



- Erneuerung der 110-kV-Schaltanlage als Doppelsammelschienenanlage
- Auftrennung 110-kV-STK Lindenberg-Werben blau mit Abzweig Rieden und separate Einbindung im UW Rieden
- Auftrennung 110-kV-STK Lindau-Werben weiß und separate Einbindung im UW Rieden
- Ersatzneubau des 110-kV-Erdkabels Rieden-Vorkloster weiß
  Trassen- und Systemlänge: 2,0 km
- Neue MS-Schaltanlage
- Altersbedingter Tausch eines Umspanners
- Zusätzlicher Umspanner

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus derzeitiger 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

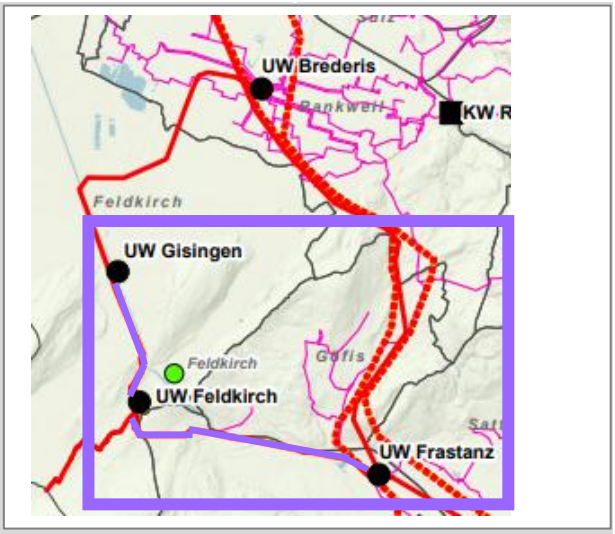
Gesamtkosten: 27,6 Mio. Euro (Umspannwerksprojekt)
3,6 Mio Euro (Kabelprojekt 110-kV-STK Rieden-Vorkloster weiß)

Projektbezeichnung: Südnetz Ausbaustufe A

Projektnummer: VNE-24-07	**Netzebene(n)**: 3	**Projektstatus**: in Umsetzung
Spannungsebene(n): 110kV	**Art**: Ersatzneubau Kabel	**Geplante Inbetriebnahme**: 2029

Projektbeschreibung:

Im Zuge des Projekts Stadttunnel Feldkirch besteht die Möglichkeit ein 110-kV-Erdkabel zu verlegen. Die übertragbare Leistung ist derzeit durch Engpässe aufgrund von Kabelabschnitten im Bereich des UW Feldkirch limitiert. Das 110-kV-Erdkabel durch den Stadttunnel Feldkirch ersetzt die engpassbehafteten Kabelabschnitte. Die übertragbare Leistung wird an die der Freileitungsabschnitte angepasst werden.



- Neubau von 110-kV-Erdkabel durch den Stadttunnel Feldkirch
- Neubau ersetzt engpassbehaftete Kabelabschnitte auf den 110-kV-STK Feldkirch-Frastanz weiß und Feldkirch-Gisingen blau
  Trassen- und Systemlänge: 3,6 km

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)

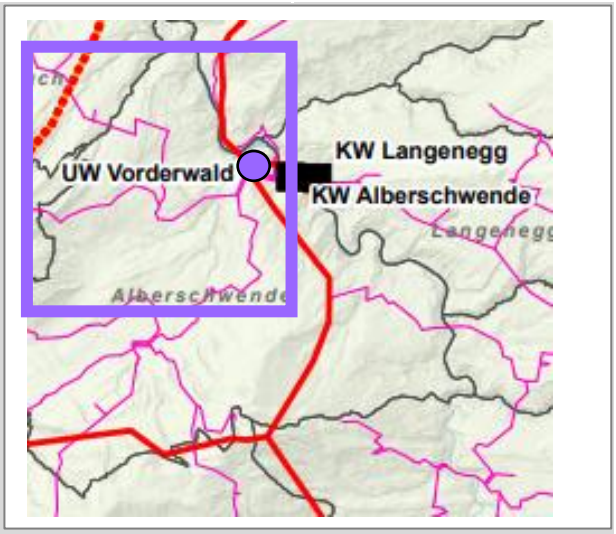
Der Ersatz der engpassbehafteten Kabelabschnitte steigert die übertragbare Leistung auf dem Abschnitt Gisingen-Feldkirch-Frastanz. Diese Netzkapazitätssteigerung ist nicht durch den Einsatz von lokalen Flexibilitäten möglich.

Gesamtkosten: 10,7 Mio. Euro

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Vorderwald		
Projektnummer: VNE-24-09	**Netzebene(n)**: 3, 4, 5	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2030

Projektbeschreibung:

Das gesamte UW Vorderwald soll bis 2030 altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie 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
- Zusätzlicher generalüberholter dritter Umspanner
- Neues Konzept mit drei Umspannern für getrennten Netzbetrieb zur Verkleinerung der Erdschlusslöschgruppe

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus derzeitiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 44 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkung.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Das neue Konzept mit drei Umspannern wird für die Auftrennung der Netzgruppe in zwei Erdschlusslöschgruppen durchgeführt. Dieses netztechnische Erfordernis ist nicht durch eine alternative Flexibilitätsbeschaffung möglich.

Gesamtkosten: 19,8 Mio. Euro

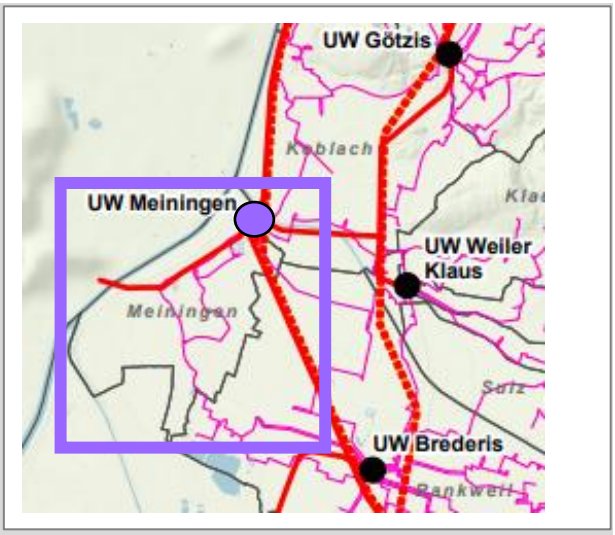
Projektbezeichnung: UW-Ausbau Meiningen

Projektnummer: VNE-24-11	**Netzebene(n)**: 1	**Projektstatus**: in Umsetzung
Spannungsebene(n): 220 kV	**Art**: Generalerneuerung Umspannwerk, Erweiterung Übergabestelle Übertragungsnetzbetreiber	**Geplante Inbetriebnahme**: 2030

Projektbeschreibung:

Dieses Projekt ist Teil des VÜN Projekts 5 (siehe VÜN Netzentwicklungsplan 2025).

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 von vorarlberg netz, 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)

Für die Ertüchtigung auf einen Betrieb mit höherer Spannung bzw. bei der Erweiterung des Anlagenlayouts, ist eine alternative Flexibilitätsbeschaffung nicht möglich.

Gesamtkosten: 6,6 Mio. Euro (Nur Kosten von vorarlberg netz)

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Götzis

Projektnummer: VNE-24-10	**Netzebene(n)**: 3, 4, 5	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2032

Projektbeschreibung:

Das UW Götzis soll bis 2032 altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie 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 derzeitiger 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

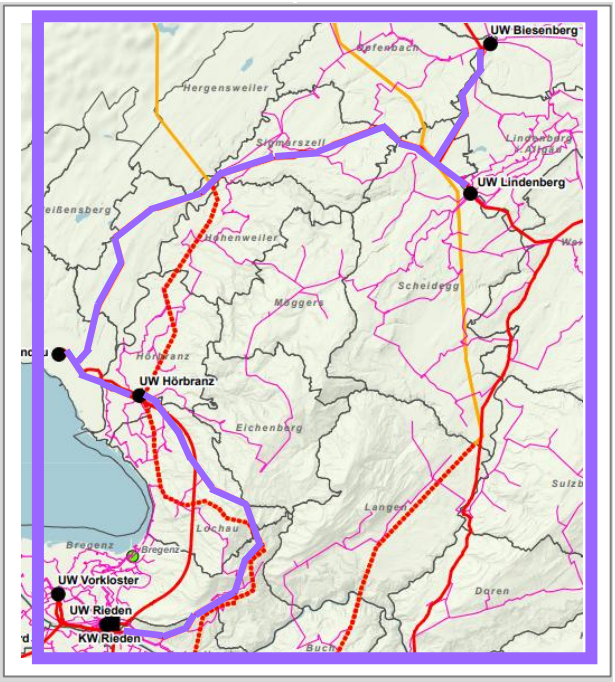
Gesamtkosten: n.v.

Projektbezeichnung: Nordring Ausbaustufe B

Projektnummer: VNE-24-13	**Netzebene(n)**: 3	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV	**Art**: Generalerneuerung Freileitung	**Geplante Inbetriebnahme**: 2033

Projektbeschreibung:

Die Beseilung der 110-kV-Leitungen in das deutsche Netzgebiet Allgäu stammt aus den 60er-Jahren. Die Beseilung soll altersbedingt entsprechend dem Erneuerungskonzept ersetzt werden. 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
  Trassenlänge auf österreichischem Staatsgrund: 12,2 km
  Systemlänge auf österreichischem Staatsgrund: 23,0 km
- 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 Elektrizitäts-genossenschaft 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

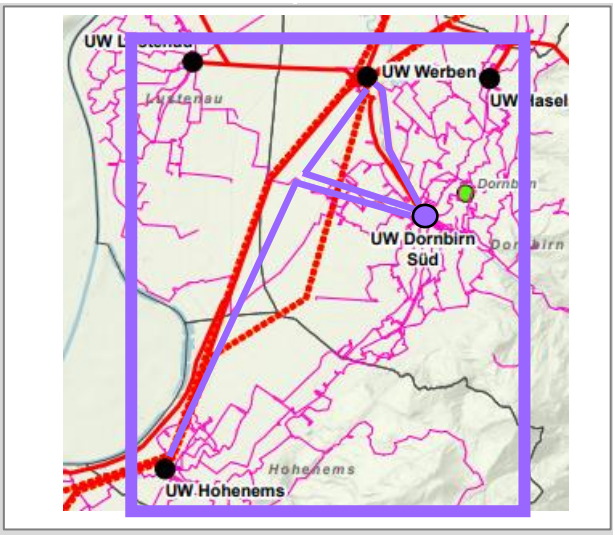
Gesamtkosten: 3,4 Mio. Euro (Kosten für Abschnitt auf österreichischem Staatsgrund)

Projektbezeichnung: Mittelnetz Ausbaustufe A

Projektnummer: VNE-24-15	**Netzebene(n)**: 3	**Projektstatus**: in Umsetzung
Spannungsebene(n): 110kV, 10kV	**Art**: Erweiterung Kabel	**Geplante Inbetriebnahme**: 2033, 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 Hohenems (Projektnummer VNE-24-02)
- Drei 110-kV-Einbindungen in Dornbirn Süd (Projektnummer VNE-24-03)
- Neubau 110-kV-Erdkabel Dornbirn Süd-Hohenems 2033
  Trassen- und Systemlänge: 8,5 km
- Ersatzneubau 110-kV-Erdkabel Dornbirn Süd-Werben 2034
  Trassen- und Systemlänge: 4,5 km

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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen. Die zusätzliche dritte 110-kV-Einbindung dient der Erhöhung der Netzsicherheit.

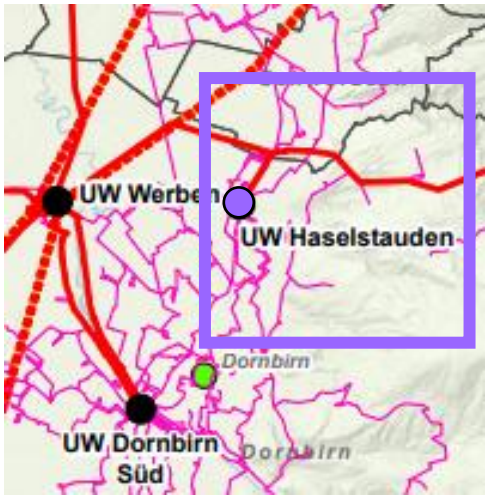
Gesamtkosten: 10,6 Mio. Euro für 110-kV-Erdkabel Dornbirn Süd-Werben
22,2 Mio. Euro für 110-kV-Erdkabel Dornbirn Süd-Hohenems

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Haselstauden		
Projektnummer: VNE-24-16	**Netzebene(n)**: 3, 4, 5	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2033

Projektbeschreibung:

Das gesamte UW Haselstauden soll altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie ersetzt werden. Neben neuen Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung werden zwei neue Umspanner zum Einsatz kommen. Größere Umspanner tragen dazu bei, die Versorgungssicherheit auch bei künftig steigendem Lastbedarf sicherzustellen.

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



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus derzeitiger 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

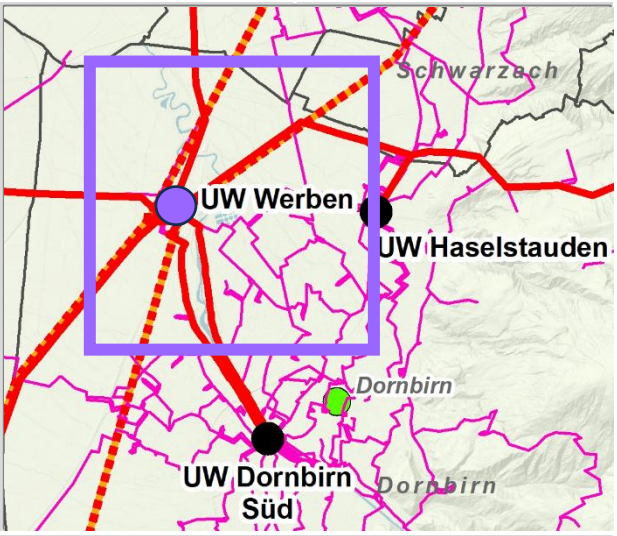
Gesamtkosten: n.v.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Werben		
Projektnummer: VNE-26-01	**Netzebene(n)**: 2	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 220kV, 110kV	**Art**: Verstärkung und Erweiterung Umspannwerk	**Erfolgte Inbetriebnahme**: 2033

Projektbeschreibung:

Aufgrund der gestiegenen zukünftigen Lastannahmen sollen im UW Werben die Umspannerleistungen erhöht werden. Dabei wird ein bestehender Umspanner altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie ersetzt.

- Tausch eines bestehenden Umspanners 2032
- Zusätzlicher Umspanner 2033



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus derzeitiger Sicht ergibt sich eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um 440 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Aufgrund des erwarteten Lastanstiegs und zunehmenden Netzanschlussanfragen, ist eine Flexibilitätsbeschaffung in der benötigten Leistungshöhe nicht möglich.

Gesamtkosten: n.v.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Andelsbuch

Projektnummer: VNE-24-08	**Netzebene(n)**: 4	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Verstärkung Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2034

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 altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie durch eine größere Einheit ersetzt. Der zweite Umspanner wurde 2025 durch den Anbau von Lüftern ertüchtigt.

- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Durch den Lüfteranbau 2025 erhöhte sich die (n-1)-gesicherte Netzkapazität um 5 MVA. Durch den Tausch eines Umspanners 2034 ergibt sich aus derzeitiger Sicht eine Erhöhung der (n-1)-gesicherten Netzkapazität um weitere 7 MVA.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Keine Auswirkungen.

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

Gesamtkosten: n.v.

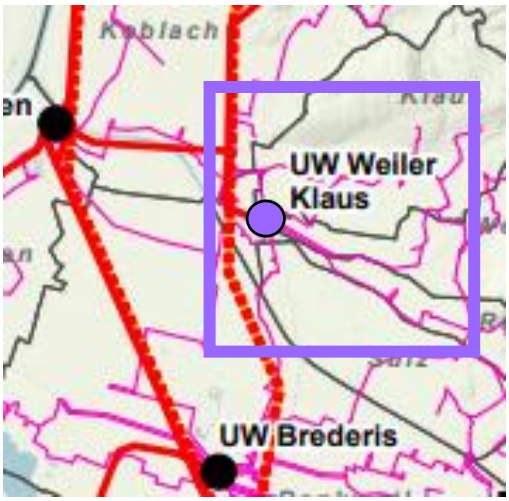
Projektbezeichnung: UW-Ausbau Weiler-Klaus

Projektnummer: VNE-24-17	**Netzebene(n)**: 3, 4, 5	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2034

Projektbeschreibung:

Das gesamte UW Weiler-Klaus soll altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie 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 derzeitiger 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

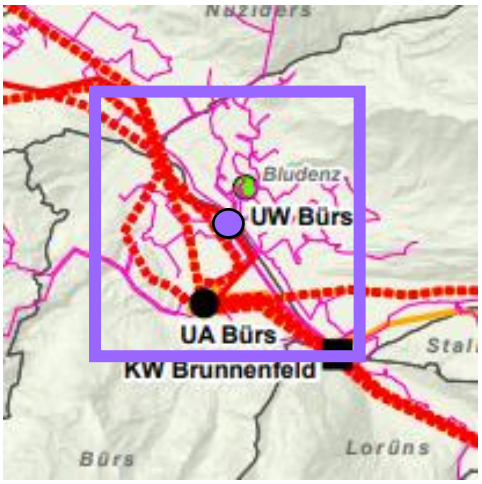
Gesamtkosten: n.v.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Bürs		
Projektnummer: VNE-26-02	**Netzebene(n)**: 4	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV, 10kV	**Art**: Verstärkung Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2034

Projektbeschreibung:

Das UW Bürs speist sowohl in die 10-kV- als auch in die 30-kV-Ebene ein. Das Umspannwerk verfügt über einen Umspanner für die 10-kV-Ebene, einen Umspanner für die 30-kV-Ebene und einen zusätzlicher Dreiwickeltransformator, der in beide Spannungsebenen speisen kann. Der 110/10-kV-Transformator soll altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie ersetzt werden. Im Zuge des Tausches wird der bestehende Transformator durch eine größere Einheit ersetzt.

- Erhöhung der Umspannerleistung



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Für die 10-kV-Ebene ergibt sich aus derzeitiger 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)

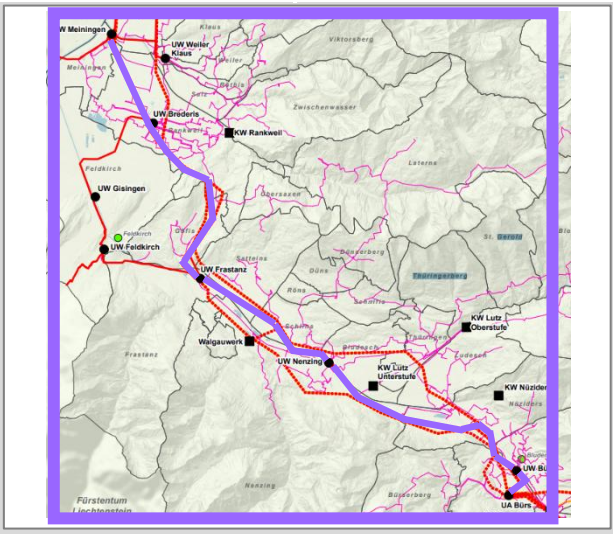
Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

Gesamtkosten: n.v.

Projektbezeichnung: Südnetz Ausbaustufe B		
Projektnummer: VNE-24-18	**Netzebene(n)**: 3	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV	**Art**: Generalerneuerung Freileitung	**Geplante Inbetriebnahme**: 2035

Projektbeschreibung:

Die Beseilung der 110-kV-Verbindungen zwischen Bürs und Meiningen müssen altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie 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
  Trassenlänge: 30,3 km
  Systemlänge: 59,5 km
- 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

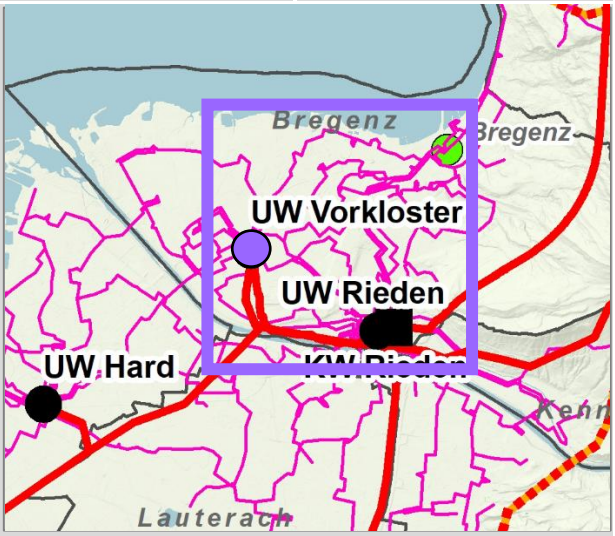
Gesamtkosten: n.v.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Vorkloster		
Projektnummer: VNE-26-03	**Netzebene(n)**: 3, 4, 5	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV, MS	**Art**: Ersatzneubau Umspannwerk	**Erfolgte Inbetriebnahme**: 2036

Projektbeschreibung:

Das UW Vorkloster ist ein essenziellen Einspeisepunkt für den Großraum Bregenz. Das gesamte Umspannwerk soll altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie 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 mit Vorbereitung für dritte 110-kV-Einbindung
- Ersatz der MS-Schaltanlage
- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus derzeitiger 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

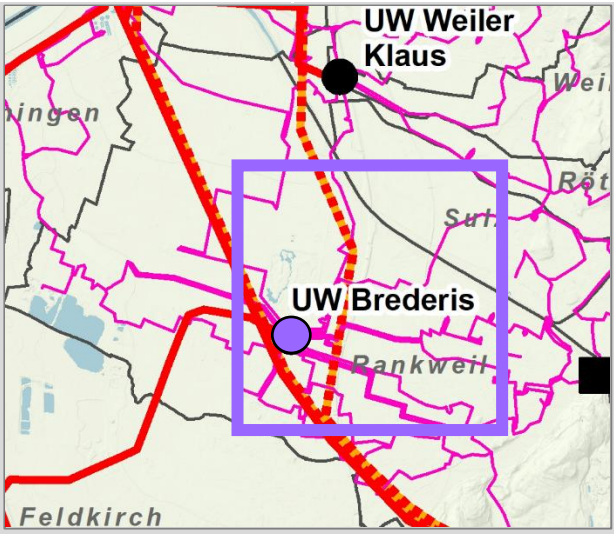
Gesamtkosten: n.v.

Projektbezeichnung: UW-Ausbau Brederis		
Projektnummer: VNE-26-04	**Netzebene(n)**: 4	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110kV	**Art**: Verstärkung Umspannwerk	**Geplante Inbetriebnahme**: 2036

Projektbeschreibung:

Die beiden Umspanner im UW Brederis müssen altersbedingt gemäß der Erneuerungsstrategie ersetzt werden. Um dem zukünftigen Lastanstieg gerecht zu werden, werden die Umspanner durch größere Einheiten ersetzt.

- Erhöhung der Umspannerleistungen



Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Aus derzeitiger 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)

Eine alternative Flexibilitätsbeschaffung ist im Hinblick auf die an Zustand und Alter der Betriebsmittel orientierte Erneuerungsstrategie nicht vorgesehen.

Gesamtkosten: n.v.

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7

Strategische Netzentwicklung

Die Abbildung 8 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.

Ab 2026 wird untersucht, welche Anforderungen im Netzbetrieb für Last- und Erzeugungsmanagement notwendig sind und praktische Tests zur Evaluierung durchgeführt.

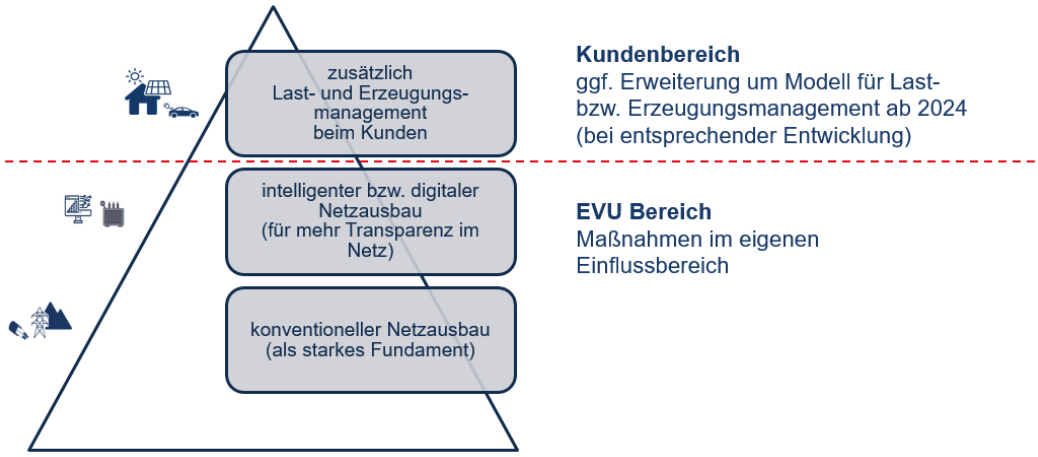


Abbildung 8: Aufbau der Netzausbaustrategie

Diese Netzausbaustrategie wird 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.

<u>Niederspannungsnetze</u>
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

Das Verhalten und die Auslastung der Mittelspannungsnetze wird durch zusätzliche volatile Einspeiser und Lasten z.B. Batteriespeicher, PV-Anlagen, Ladeparks schwieriger zu bewerten. Deshalb müssen die Mittelspannungsnetze stärker digitalisiert und an den Trafostationen gemessen werden. Für die Fehlerbehebung können fernbedienbare Trafostationen helfen das Netz schneller und sicher wieder zu versorgen. Ergänzend kann durch die Ansteuerung der SNN-Anlagen die Netzbelastungen im gestörtem Netzzustand reduziert werden.

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 werden bei vorarlberg netz mit dem Projekt „Netzentwicklung – Mission 2030 Phase II“ weiterentwickelt und mit der Umsetzung 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 in den Netzebenen 6 und 7

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

Flexibilitätsleistungen in 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, gelebt. Die Ansteuerung wird damit begründet, dass Ladeparks meist hohe Anschlussleistungen aufweisen und deren netzrelevante Leistung in Bezug auf deren Gleichzeitigkeit 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 mittlerweile Stand der Technik und wurde bei öffentlichen Ladeparks und im elektrifiziertem ÖPNV angewandt.

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung

Gemeinsam haben die größeren Verteilernetzbetreiber in Österreich das Projekt „Digitale Schnittstelle (DSS)“ aufgesetzt. Dabei werden Anforderungen an die technische Schnittstelle konzipiert, welche für die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen insbesondere bei kleineren Netzkunden, vorwiegend Verbrauchern, aber auch Erzeugungs- und Speicheranlagen verfügen, 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 relevantes Flexibilitätspotential verfügen.

vorarlberg netz erarbeitet derzeit im internen Pilotprojekt Mission2030 Phase II die daraus resultierenden konkreten Anforderungen und Systemeigenschaften unter Berücksichtigung von ElWG §76 und §101, um im eigenen Netzgebiet alle erforderlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung einer solchen Schnittstelle zu schaffen. Die Umsetzbarkeit wird dabei in Form mehrerer Pilotanwendungen getestet und evaluiert. Die daraus gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnisse werden in das Projekt DSS mit 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.

6 Standorte für systemdienliche Anlagen

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

7 Stellungnahmen

Die öffentliche Konsultation zum Verteilernetzentwicklungsplan (V-NEP) wurde im Zeitraum vom 3.7.2026 bis 7.8.2026 über die Plattform ebUtilities durchgeführt.

Nachfolgend werden die im Rahmen der Konsultation eingegangenen Rückmeldungen thematisch zusammengefasst dargestellt und zu jedem Themenblock die Stellungnahme von vorarlberg netz angeführt.

7.1 Themenblock 1: Transparenz zu Netzanschlusskapazitäten

Rückmeldung

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

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

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

Ergänzend wird angeregt, künftig auch Bezugskapazitäten, insbesondere für Speicher im Ladebetrieb und größere Verbrauchsanlagen, sowie Kapazitäten auf der Netzebene 5 auszuweisen. Darüber hinaus könnten ergänzende Sensitivitätsbetrachtungen darstellen, in welchem Umfang durch Spitzenkappung oder flexible beziehungsweise bedingte Netzanschlüsse zusätzliche Anschlussmöglichkeiten geschaffen werden können.

Stellungnahme vorarlberg netz

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

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

7.2 Themenblock 2: Netzengpässe und Netzauslastung

Rückmeldung

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

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

Eine Darstellung auf Umspannwerksebene könnte die Einordnung der Netzsituation erleichtern.

Stellungnahme vorarlberg netz

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

Die identifizierten Netzengpässe und zukünftigen Kapazitätserfordernisse fließen in die Netzentwicklungsplanung ein und werden durch die dargestellten Ausbauprojekte adressiert.

7.3 Themenblock 3: Flexibilitäten und Speicher

Rückmeldung

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

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

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

Zudem wird angeregt, Speicher in der Netzplanung stärker differenziert zu betrachten und neben der Worst-Case-Betrachtung auch flexible oder netzdienliche Betriebsweisen zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird eine frühzeitige Ausweisung systemdienlicher Standorte für Speicher- und Erzeugungsanlagen angeregt.

Stellungnahme vorarlberg netz

vorarlberg netz teilt die Einschätzung, dass Flexibilitäten und Speicher künftig eine zunehmende Bedeutung für die effiziente Integration erneuerbarer Energien und den Netzbetrieb haben werden. Aus diesem Grund werden Flexibilitäten bereits als eigener Themenbereich im V-NEP behandelt. Mit dem ElWG wurden neue gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen. Deren konkrete Umsetzung und Ausgestaltung sowie die erforderlichen technischen und organisatorischen Prozesse werden derzeit schrittweise entwickelt und umgesetzt.

Bei der Netzplanung ist sicherzustellen, dass Netzanschlüsse auch bei möglichen Änderungen des markt- oder kundenseitigen Betriebsverhaltens sicher betrieben werden können. Verbindlich vereinbarte flexible oder netzdienliche Betriebsweisen können künftig die Möglichkeit eröffnen, Speicher und andere flexible Anlagen differenzierter zu berücksichtigen. Voraussetzung hierfür sind insbesondere klar definierte technische Anforderungen, vertragliche Rahmenbedingungen sowie geeignete Steuerungs- und Nachweiskonzepte.

Zur standortgenauen Ausweisung konkreter Flexibilitätsbedarfe oder geplanter Flexibilitätsbeschaffungen sind noch ergänzende regulatorische Rahmenbedingungen, insbesondere zur Definition und Bewertung eines systemdienlichen Betriebs, erforderlich.

7.4 Themenblock 4: Alternativen zum Netzausbau

Rückmeldung

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

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

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

Stellungnahme vorarlberg netz

Die Prüfung von Alternativen zum Netzausbau ist ein wesentlicher Bestandteil der Netzplanung und ist in den Planungsgrundsätzen der vorarlberg netz beinhaltet.

7.5 Themenblock 5: Integrierter Planungsprozess

Rückmeldung

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

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

Stellungnahme vorarlberg netz

vorarlberg netz teilt die Einschätzung, dass die Transformation des Energiesystems eine langfristig ausgerichtete und regelmäßig aktualisierte Netzentwicklungsplanung erfordert. Der V-NEP basiert auf den zum Zeitpunkt der Erstellung geltenden gesetzlichen, regulatorischen und bekannten strategischen Rahmenbedingungen sowie auf den Entwicklungen im Netzgebiet der vorarlberg netz.

Die steigenden Anforderungen an das Stromnetz, vor allem bedingt durch den Ausbau der Erneuerbaren, der Zunahme neuer Verbraucher wie E-Mobilität und Wärmepumpen sowie die fortschreitende Digitalisierung stellen die Netzbetreiber vor großen Herausforderungen. Diese Faktoren führen zu grundlegenden Veränderungen bei Stromnachfrage und -angebot. Die zunehmende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, neuer Verbraucher, Speicher und Flexibilitäten erhöht die Anforderungen an Planung und Betrieb des Stromnetzes deutlich. Die Netzentwicklungsplanung ist daher gefordert, diese Veränderungen systematisch zu berücksichtigen und die daraus resultierenden Anforderungen schrittweise in der zukünftigen Netzplanung abzubilden.

Nationale und europäische Entwicklungen werden im Planungsprozess berücksichtigt. Aufgrund unterschiedlicher regionaler Rahmenbedingungen, Netzstrukturen und Projektentwicklungen können jedoch ergänzende regionale Annahmen erforderlich sein. Eine weitere Harmonisierung der Planungsannahmen zwischen Verteilernetz- und Übertragungsnetzebene wird grundsätzlich begrüßt.

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

7.6 Themenblock 6: Einheitliche Annahmen und übergreifende Abstimmung der Netzentwicklungsplanung

Rückmeldung

Es wird angeregt, für die Verteilernetzentwicklungspläne eine einheitliche und zwischen den Netzbetreibern abgestimmte Basis für Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen zu verwenden. Annahmen zu Ausbauzielen, Zeithorizonten und Methodik sollten mit den Planungen auf Übertragungsnetzebene sowie mit nationalen und europäischen Szenarien abgestimmt werden. Abweichungen zwischen ÖNIP, Landeszielen und weiteren Prognosen sollten transparent dargestellt und begründet werden. Zudem wird angeregt, langfristige Ausbauziele sowie genehmigte bzw. in Genehmigung befindliche Projekte bei der Netzplanung zu berücksichtigen.

Stellungnahme vorarlberg netz

vorarlberg netz berücksichtigt bei der Erstellung des V-NEP die zum Zeitpunkt der Planung geltenden gesetzlichen, regulatorischen und bekannten strategischen Rahmenbedingungen, basierend auf den nationalen und europäischen Szenarien. Der Hinweis zur Abbildung 4 wurde entsprechend angepasst.

Die verwendeten Annahmen zu Verbrauch und Erzeugung werden in regelmäßigen Intervallen an neue Erkenntnisse und aktualisierte Prognosen angepasst. Eine kontinuierliche Abstimmung mit den Entwicklungen auf Übertragungsnetzebene sowie eine Weiterentwicklung der zugrunde liegenden Prognoseverfahren und Planungsmethodik werden im Rahmen zukünftiger V-NEP berücksichtigt.