

NETZENTWICKLUNGSPLAN 2025

Konsultationsversion

Planungsstand Juli 2025



VORARLBERGER
ÜBERTRAGUNGSNETZ
GmbH



Wien, im Juli 2025

© Austrian Power Grid AG, Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH & Tiroler Übertragungsnetz GmbH - Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Alle dargestellten Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet und geprüft.

Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH & Tiroler Übertragungsnetz GmbH haften nicht für etwaige Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung der Inhalte dieses Dokuments entstehen.

www.apg.at

www.vuen.at

www.tirolerübertragungsnetz.at

Layout: APG, VÜN & TÜN

I	GRUNDLAGEN DER SYSTEM- UND NETZENTWICKLUNG	4
II	KLIMA- UND ENERGIEPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE NETZENTWICKLUNG ...	5
II.A	Internationaler klimapolitischer Kontext.....	5
II.B	Europäische Rahmenbedingungen.....	5
II.C	Nationale Rahmenbedingungen	6
III	PLANUNGSPRÄMISSEN FÜR DIE NETZENTWICKLUNG.....	8
III.A	Szenariorahmen	8
III.B	ÖNIP – Österreichischer Netzinfrasturkturplan, 2024.....	11
III.C	Kohärenz mit dem ENTSO-E Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP)	12
III.D	„NOVA“ Prinzip.....	13
IV	SCHLUSSFOLGERUNG FÜR DIE NETZENTWICKLUNG	14

I Grundlagen der System- und Netzentwicklung

Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist von den österreichischen Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid AG (APG), Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) und Tiroler Übertragungsnetz GmbH (TÜN) alle 2 Jahre zu erstellen und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Dabei wird die Kohärenz mit anderen Prozessen und Plänen sichergestellt, insbesondere mit dem österreichischen integrierten Netzinfrasturkturplan (ÖNIP 2024) und dem Ten-Year-Network-Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E. Der NEP wird immer in den ungeraden Jahren erstellt und veröffentlicht, und der TYNDP in den geraden Jahren (zuletzt auch 2024). Ergänzend zu den Plänen der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die Verteilnetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre ihre Verteilernetzentwicklungspläne (VNEP). Dies betrifft in Österreich 15 Verteilnetzbetreiber. Die VNEPs wurden 2024 zum ersten Mal veröffentlicht und sind auf der Informationsseite der österreichischen Energiewirtschaft (<https://www.ebutilities.at/informationen/VNEP>) abrufbar.

Abbildung i gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Zeithorizonte der Planungsprozesse und Planungsinstrumente, die zur Vorbereitung des NEP25 von den Übertragungsnetzbetreibern verwendet wurden.

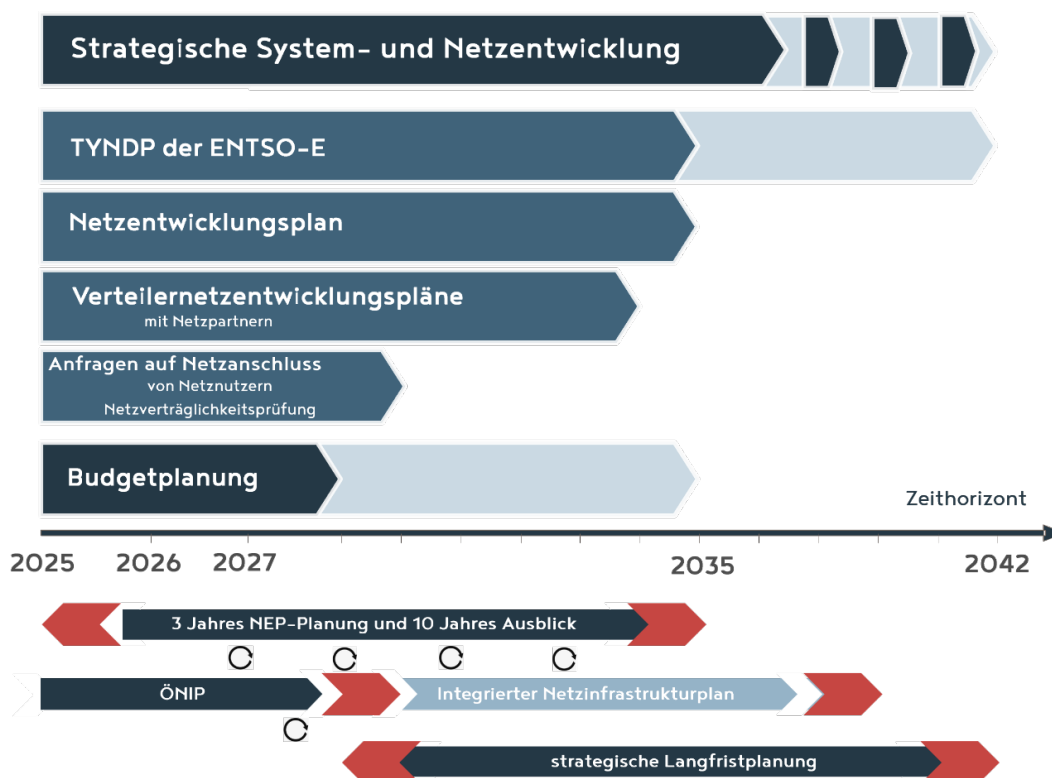


Abbildung i: Dokumente und Prozesse der Netzentwicklung und Netzausbauplanung

II Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung

II.A Internationaler klimapolitischer Kontext

Ziel der Vereinten Nationen ist es, die Erwärmung der Erdoberfläche möglichst auf 1,5 °C, zumindest jedoch auf 2 °C, zu beschränken, verglichen mit dem Zeitraum 1850–1900. Bereits im vergangenen Jahrzehnt (2011–2020) war die durchschnittliche Temperatur der Erdoberfläche um 1,1 °C wärmer als im genannten Vergleichszeitraum. Die Folgen der Klimaerwärmung sind demnach schon heute deutlich messbar.

Das "Intergovernmental Panel of Climate Change" (IPCC) ist eine Institution der Vereinten Nationen, welche sich mit der wissenschaftlichen Betrachtung des Klimawandels beschäftigt. Das IPCC veröffentlichte im März 2023 den 6. Assessment Report bzw. Sachstandsbericht über den aktuellen Wissensstand zum Klimawandel (<https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>). Der Bericht beschreibt eine Verfehlung des 1,5 °C Ziels als sehr wahrscheinlich, das Einhalten des 2 °C Ziels als schwierig und unterstreicht somit die Notwendigkeit von raschem Handeln. Für das Anhalten der Erwärmung werden lt. IPCC Netto-Null-Emissionen („Klimaneutralität“) benötigt. Das IPCC schreibt den Übertragungsnetzen eine besonders wichtige Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität zu, da die notwendige Elektrifizierung von Sektoren wie Mobilität, Industrie und Wärme nur mit einem ausgebauten Übertragungsnetz möglich ist. Zusätzlich weisen die Erneuerbaren Technologien PV und Windkraft das größte und kostengünstige Potential zur Emissionsvermeidung auf. Ein fortlaufender Ausbau dieser erneuerbaren Energiequellen benötigt ein leistungsfähiges Übertragungsnetz mit entsprechenden Übertragungskapazitäten.

Die Erkenntnisse des sechsten Sachstandsberichts des IPCC setzten mitunter Rahmenbedingungen für die Definition der Annahmen in der strategischen System- und Netzentwicklung. Es werden wesentliche Eingangsparameter wie das zur Verfügung stehende CO₂-Budget oder die Eingangszeitreihen für Temperatur, Wind, PV und der natürliche Zufluss der Wasserkraft übernommen.

II.B Europäische Rahmenbedingungen

Mit dem EU-Green Deal hat die Europäische Kommission den Weg Richtung einer klimaneutralen EU bis 2050 vorgegeben. Das EU-Klimagesetz schreibt dieses Ziel für alle Mitgliedsstaaten auch gesetzlich fest und ist damit der wichtigste Rechtsakt aus dem Green Deal. Es ist 2021 in Kraft getreten und sieht eine Senkung der THG-Emissionen bis 2030 um netto mindestens 55 % gegenüber 1990 verpflichtend vor. Zur Erreichung der Ziele wurde in der Folge ein Paket an Maßnahmen („Fitfor55“) auf den Weg gebracht. Bedingt durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hat die EU ihre Bemühungen hinsichtlich Energieunabhängigkeit und -resilienz weiter verstärkt und mit dem RePowerEU Paket die Zielsetzungen für den Erneuerbaren-Ausbau und die Energieeffizienz bis 2030 weiter verschärft. So wurde das verbindliche Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von 30 % auf 42,5 % erhöht und das übergeordnete Energieeffizienzziel von 11,7 % im Vergleich zu den Projektionen des Referenzszenarios 2020 definiert.

Die neue Europäische Kommission (seit 1.12.2024 im Amt) hat bereits weitere Initiativen und Maßnahmenpakete im Bereich der Energiepolitik angekündigt (u.a. Clean Industrial Deal, Aktionsplan für erschwingliche Energie, European Grid Package; s. auch APG-NEP Kapitel 2.6.3), welche von den Übertragungsnetzbetreibern intensiv mitverfolgt werden. Geänderte Rahmenbedingungen mit Auswirkungen auf die grundlegenden Prämissen für die Netzentwicklung (z.B. Dekarbonisierungsziele, EE-Ausbauziele) werden von den Übertragungsnetzbetreibern laufend geprüft und gegebenenfalls in den Planungsprozessen berücksichtigt.

II.C Nationale Rahmenbedingungen

Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)

Das Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG, BGBl vom 27. Juli 2021) trifft weitreichende Vorgaben für den EE-Ausbau bis 2030 in Österreich. Die sich daraus ergebenden relevanten Zielsetzungen sind:

- **100% erneuerbare Stromversorgung bis 2030**
(Gesamtstromverbrauch national bilanziell, vgl. EE-Anteil 2020: rd. 77 %)
- **+27 TWh zusätzliche EE-Erzeugung bis 2030** (bezogen auf Basisjahr 2020):
 - +11 TWh Photovoltaik (vgl. 2020: rd. 2 TWh g +550 %, 1 Mio. Dächer)
 - +10 TWh Windkraft (vgl. 2020: rd. 7 TWh g +142 %)
 - +5 TWh Wasserkraft (vgl. 2020: rd. 40 TWh g +12,5 %)
 - +1 TWh Biomasse (vgl. 2020: rd. 3 TWh g +33 %)
- 5 TWh erneuerbare Gase bis 2030¹
- Bestrebung zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040

Die EE-Ausbauziele im EAG werden bis 2030 auf die einzelnen Technologie- bzw. Erzeugungsgruppen heruntergebrochen, und bei der größten Gruppe Photovoltaik (PV) auch auf die Anlagentypen (Dachanlagen & Freiflächen) genauer unterteilt. Die planerische Herausforderung stellt nun die regionale Verteilung der Anlagenleistungen dar. Leistungsmäßig wird der Zubau eine regionale Konzentration v.a. im Osten Österreichs aufweisen (stark getrieben von v.a. Windkraft, während die PV in ganz Österreich ausgebaut werden muss).

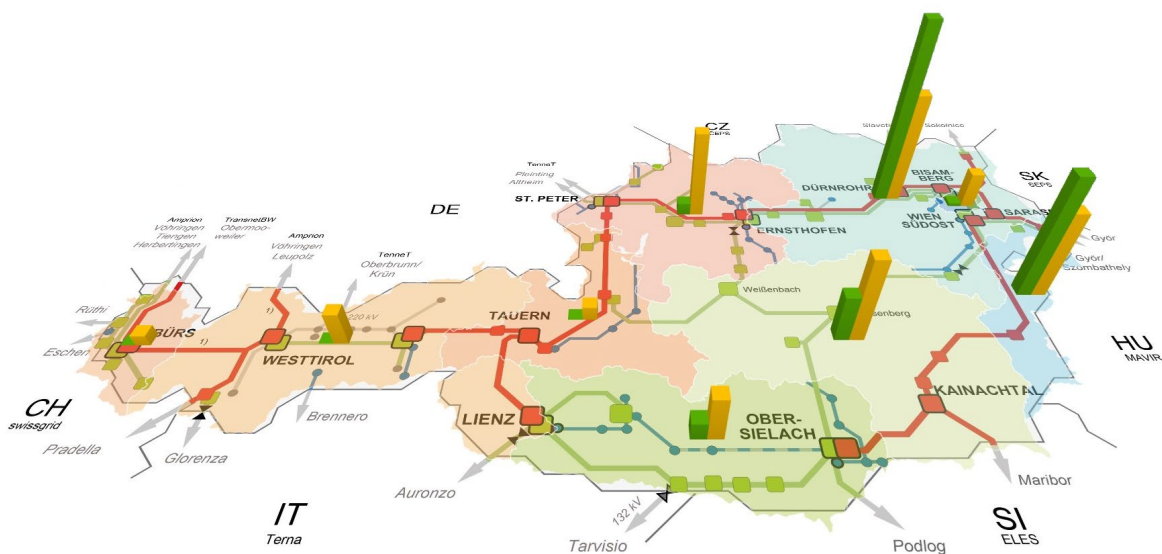


Abbildung ii: Beispielhafte regionale Verteilung der installierten EE-Leistungen gemäß EAG 2030 in AT (erstellt für TYNDP 2024 Szenario NT 2030; grün: Windkraft, gelb: PV)

Die Verortung von Anlagen für die Produktion der Erneuerbaren Gase aus nationalen erneuerbaren Energiequellen

¹ siehe auch Erneuerbare-Gase-Gesetzes (https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/251/fname_1521315.pdf), welches sich derzeit in Begutachtung befindet, gibt mind. 7,5 TWh bis 2030, bzw. 15 TWh bis 2040 am Endkunden verkaufte national produzierte erneuerbare Gasmengen vor (vgl. Gesamtanteil EE-Gase 2020: 0,1 TWh).

ist hingegen noch eine offene Fragestellung. Beide Faktoren haben einen Einfluss auf die zusätzlichen Transportbedarfe in den Stromverteil- und Übertragungsnetzen und sind auch Treiber für die Netzplanung und den weiteren Netzausbau.

Energieeffizienzgesetz (EEffG)

Der Energieeffizienzgesetz sieht vor, dass der Endenergieverbrauch bis 2030 kontinuierlich sinken und in 2030 den Zielwert von 920 PJ nicht überschreiten soll. Die national noch nicht umgesetzte, neue EU-Energieeffizienz-RL (EED III) soll den Endenergieverbrauch weiter auf max. 904 PJ in 2030 begrenzen.

Nationaler Energie- und Klimaplan (NEKP)

Der Nationale Energie- und Klimaplan (NEKP) ist der Plan, mit dem alle EU-Staaten ihren Weg zum Erreichen ihrer EU-Energie- und Klimaziele nachweisen müssen. Der NEKP zeigt somit auf, wie die rechtlich verbindlichen Ziele bis 2030 erreicht werden. Der aktuelle NEKP umfasst die Periode 2021-2030 und wurde im Ende 2024 veröffentlicht. Dem NEKP liegen modellgestützte Energie- und THG-Emissionsszenarios durch das Umweltbundesamt zugrunde:

- **WEM (With existing measures):** Das Szenario bildet die derzeitigen Politiken und Maßnahmen ab, die bis Ende 2021 umgesetzt wurden bzw. ihre Wirkung entfaltet haben. Diese führen zu einem Rückgang der THG-Emissionen bis 2030 auf rd. 40 Mt CO₂ (-30% ggü. 2005). Die wesentlichen Klimaziele werden in diesem Szenario nicht erreicht.
- **WAM (With additional measures):** Das Szenario bildet jene Maßnahmen ab, die ab 2022 wirksam wurden bzw. die sich im Planungsstadium mit realistischer Chance auf Umsetzung befinden. Diese würden zu einer Reduktion der THG-Emissionen auf 33,2 Mt CO₂ für ESR²-Sektoren (-42% ggü. 2005) führen. Durch CO₂-Abscheidung und -Speicherungslösungen, die Abschaffung kontraproduktiver Förderungen und die Ausnutzung der ETS-Flexibilität könnte der Zielwert der ESR-Verordnung von -48% an Emissionsreduktion ggü. 2005 erreicht werden. Das Klimaneutralitätsziel 2040 und das Energieeffizienzziel werden nicht erreicht, die EE-Ausbauziele lt. EAG werden jedoch übertroffen.
- **Transition Szenario:** Das Szenario untersucht, ob bzw. wie das 2040 Klimaneutralitätsziel erreicht werden kann. Neben dem Erreichen der Klimaneutralität werden alle EU-Ziele erfüllt und die dazu benötigten EE-Ausbauziele im Vergleich zum EAG höher angelegt.

Unter der ersten Dimension „Dekarbonisierung – Erneuerbare Energie“ schreibt der NEKP „die Beschleunigung des Netzausbaus und Verstärkung der Netzkapazitäten für elektrische Energie (ÖNIP lt. EAG)“ als rechtlich determiniertes Ziel fest.

Integrierter Österreichischer Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) – Transition Szenario

Gemäß § 94 des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) hat das zuständige Bundesministerium einen integrierten Netzinfrastrukturplan zu erstellen, der einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen ist. Bei der Erstellung des ÖNIP sind die Netzentwicklungspläne im Strom- und Gassektor zu berücksichtigen bzw. ist die Kohärenz zwischen den Plänen sicherzustellen. Der aktuelle ÖNIP wurde im April 2024 veröffentlicht.

Dem ÖNIP liegen Annahmen zugrunde, die auf dem „Transition Szenario“ des Umweltbundesamts beruhen (siehe voriger Abschnitt NEKP). Darin wird der zukünftige Strombedarf mit 93 TWh für 2030 und 125 TWh für 2040 angegeben. Es wird somit, ausgehend von einem Strombedarf von 71 TWh im Jahr 2020, eine Steigerung von rund

² ESR: Effort Sharing Regulation, Die Effort-Sharing-Verordnung legt für jeden EU-Mitgliedstaat ein nationales Ziel für die Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2030 in den folgenden Sektoren fest: Binnenverkehr (ohne Luftverkehr), Gebäude, Landwirtschaft, Kleinindustrie und Abfall. Insgesamt machen die von der Lastenteilungsverordnung erfassten Emissionen fast 60 % der gesamten EU-Emissionen aus.

+76 % des Strombedarfs im Jahr 2040 angenommen. Ausschlaggebend ist die verstärkte Elektrifizierung in den Sektoren Verkehr und Industrie sowie eine Reduktion des gesamten Endenergieverbrauchs um 30 % bis 2040 verglichen mit dem Jahr 2020.

Hinsichtlich EE-Ausbau wird im Transition-Szenario des ÖNIP eine Forcierung angestrebt, welche eine installierte Kapazität von 21 GW Photovoltaik und 8,4 GW Windkraft bis 2030 bzw. 41 GW Photovoltaik sowie 11,6 GW Windkraft bis 2040 annimmt.

Leistung in [GW]	APG 2025 RZ AT	Ausbaubedarf laut EAG Ziel	EAG Ziel 2030	Ausbaubedarf laut ÖNIP Ziel	ÖNIP Ziel 2030	Ausbaubedarf laut WAM Ziel	WAM Ziel 2030
Pumpspeicherkraftwerke	6,0	0,6*	6,6*	4,2	10,2	NaN	NaN
Laufwasserkraftwerke	5,9	0,9*	6,8*	1,1	7,0	NaN	NaN
Windkraft	4,0	2,8	6,8	4,4	8,4	3,6	7,6
PV	8,3	4,7	13,0	12,7	21,0	10,7	19,0
Andere Erneuerbare	0,7	0,2	0,9	1,1	1,8	0,2	0,9
Summe	24,9	9,2	34,1	23,5	48,4	14,5	27,5

Tabelle i: APG Transparenz Daten für 2025; Vergleich der nationalen Ausbauziele 2030 aus EAG und aus dem NEKP, WAM- und ÖNIP Transition-Szenarien in Österreich

EU-Netzentwicklungsplan (TYNDP) – National Trend Szenario

Aus dem Artikel 12 der TEN-E Verordnung³ erstellen die ENTSO-E (Strom) bzw. ENTSO-G (Gas) – die europäischen Verbände der Übertragungsnetzbetreiber bzw. Fernleitungsnetzbetreiber – alle 2 Jahre die energiewirtschaftlichen Szenarios für den Ten Year Network Development Plan (TYNDP). Im Rahmen des TYNDP 2024 wurden drei Szenarios definiert: „National Trends“ (NT), „Distributed Energy“ (DE) und „Global Ambition“ (GA).

Das **„National Trends (NT)“** Szenario ist ein sogenanntes Bottom-Up sektor-gekoppeltes Szenario, welches unter der Federführung der EU-Kommission die NEKPs der Mitgliedstaaten widerspiegelt. **Es stellt somit das „zentrale“ Szenario des TYNDP24 dar.** Es werden der EU-Klima- und Energierahmen 2030 (32 % EE & 32,5 % Energieeffizienz) und die Ziele des EU-Green Deals zu Grunde gelegt, um das vorrangige EU-Klimaziel einer CO₂-Reduktion von 80–95 % im Vergleich zum Niveau von 1990 zu erreichen. Konkret wurden im NT-Szenario des TYNDP24 zur Sicherstellung der Konsistenz zwischen nationaler und europäischer Ebenen **die Zielsetzungen des NEKP und des EAG berücksichtigt.**

Bei den Szenarien **„Distributed Energy“** und **„Global Ambition“** handelt es sich um europäische Top-Down-Szenarien, welche auf Basis des „National Trend“ Szenarios weitere potenzielle energiewirtschaftliche Perspektiven abbilden können. Etwaige weitere Strategien der aktuellen EU-Kommission werden entsprechend ihrer zeitlichen Umsetzung im nächsten TYNDP26 berücksichtigt.

III Planungsprämissen für die Netzentwicklung

III.A Szenariorahmen

Die nationalen und europäischen politischen Vorgaben bzw. Energie- und Klimapläne bilden den Szenariorahmen des NEP 2025. Haupt-Planungsprämissen sind die Zielvorgaben aus dem EAG, das „WAM“-Szenario des NEKP und das Transition Szenario des ÖNIP, sowie das National Trend Szenario des TYNDP 2024. Dadurch wird die politische und wirtschaftliche Zweckmäßigkeit sichergestellt. Die österreichischen Übertragungsnetze von APG, VÜN und

³ VERORDNUNG (EU) 2022/869 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur

TÜN haben diesen Szenariorahmen als Planungsprämisse für die Netzausbauplanung abgestimmt und übernommen. In Abbildung iii und Tabelle iii wird der Szenariorahmen in der Form der installierten Kraftwerksleistungen und des Stromverbrauches für die verschiedenen Szenarien dargestellt.

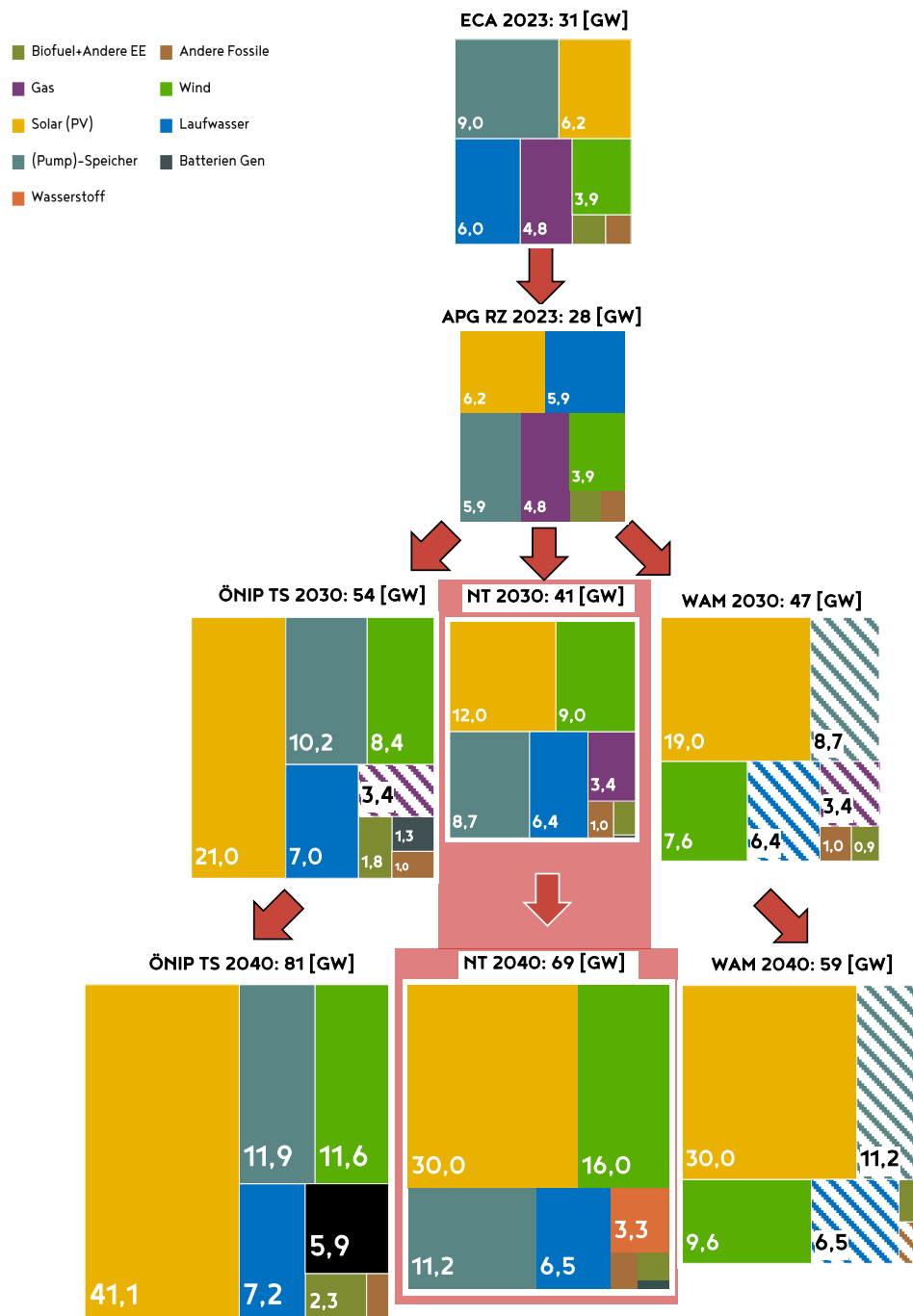


Abbildung iii: Szenariorahmen des NEP 2025 für die installierten Erzeugungsleistungen in AT; Linierte Bereiche gehen nicht aus den Szenarien hervor und wurden mit Werten aus dem NT-Szenario ersetzt. Ausgangspunkt ist die Basis der E-Control Statistik 2023 (ECA 2023), Kraftwerkspark der österreichischen Regelzone (RZ AT 2023). Dabei ist darauf zu achten, dass das National Trend NT Szenario aus dem TYNDP24 den Fokus auf den Bereich der österreichischen Regelzone legt.

In Abbildung iv und in Tabelle ii sind die aus den Marktsimulationen (Wetterjahr 2009) des TYNDP 2024 resultierenden jährlich erzeugten Energiemengen und der Verbrauch Österreichs für die Szenarien NT 2030 und NT 2040 dargestellt.

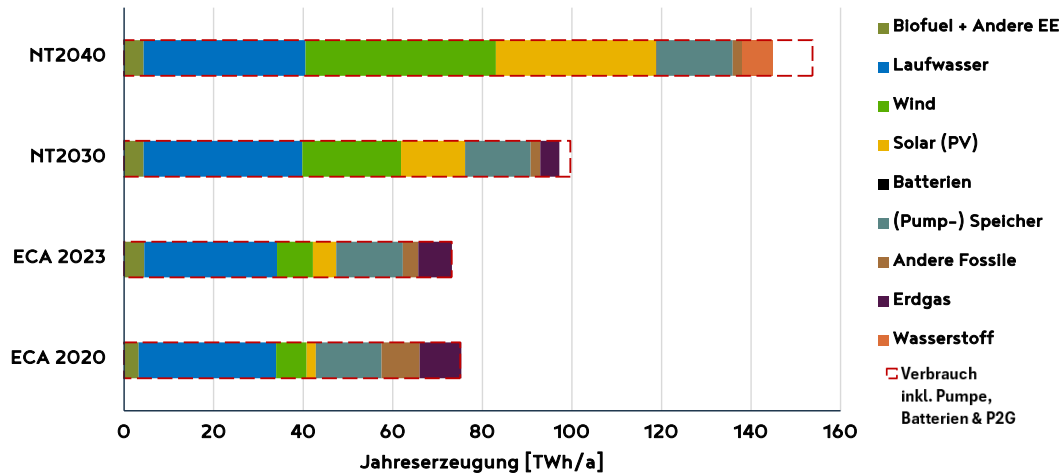


Abbildung iv: Jährliche Stromerzeugung AT in den TYNDP-Szenarien 2024 (der österr. Stromverbrauch ist rot strichliert dargestellt).

[TWh]	ECA		TYNDP 2024	
	ECA 2020	ECA 2023	NT 2030	NT 2040
Biofuel+Andere EE	3,3	4,5	4,4	4,4
Andere Fossile	8,5	3,5	2,2	2,2
Erdgas	9,3	7,5	4,2	0,0
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	6,8
Wind	6,8	8,0	22,0	42,5
Solar (PV)	2,1	5,2	14,3	35,8
Laufwasser	30,7	29,7	35,4	36,1
(Pump-) Speicher	14,7	14,9	14,6	17,0
Batterien	0,0	0,0	0,0	0,1
Verbrauch inkl. Pumpen, Batterien & P2G	75,1	73,2	99,7	153,7

Tabelle ii: Jährliche Stromerzeugung in Österreich in den Szenarien des TYNDP 2024 (Wetterjahr 2009)

SZENARIO	Fossile Kraftwerke		Gas			Steinkohle		Andere Fossile		Erneuerbare Kraftwerke		Erneuerbare Kraftwerke		Wind	PV	Andere Erneuerbare	Laufwasserkraft	Pumpspeicherkraftwerke Turbine	Pumpspeicherkraftwerke Pumpe	Batterien	Hydrogen CCGT	Power to Gas	Summe installierte Kraftwerkskapazität AT	Last Minimalwerte	Last Maximalwerte	Last Durchschnittswerte	Szenienmethode Extern: Top Down – TD; Bottom Up –BU
	MW	%	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW															
ECA 2023	5.436	17	4.785	8	643	25.938	83	3.896	6.229	863	5.996	8.954	4.219	-	-	-	-	31.374	NaH	NaH	NaH	NaH	#				
RZ 2023	5.436	19	4.785	8	643	22.782	81	3.896	6.229	863	5.898	5.896	2.562	-	-	-	-	28.218	NaH	NaH	NaH	NaH	#				
APG RZ 2024	5.229	18	4.225	-	1.004	23.765	82	4.021	7.294	629	5.817	6.004	NaH	-	-	-	-	28.994	NaH	NaH	NaH	NaH	#				
APG RZ 2025	5.205	17	4.225	-	980	24.905	83	4.035	8.254	677	5.895	6.044	NaH	-	-	-	-	30.110	NaH	NaH	NaH	NaH	#				
NT 2030	4.339	11	3.373	-	965	36.833	89	9.000	12.000	761	6.378	8.695	5.353	68	-	1.000	-	41.240	7.189	15.976	10.256	BU					
NT 2040	845	1	-	-	845	64.430	94	16.000	30.000	761	6.499	11.170	7.253	239	3.260	6.859	-	68.774	10.832	28.059	15.096	BU					
OENIP Trans. 2030	-	NaH	NaH	-	NaH	48.395	97	8.400	21.000	1.774	7.041	10.180	5.810	1.250	NaH	1.361	-	49.645	NaH	NaH	NaH	TD					
OENIP Trans. 2040	-	NaH	-	-	NaH	74.114	93	11.600	41.100	2.345	7.196	11.873	6.590	5.900	NaH	3.425	-	80.014	NaH	NaH	NaH	TD					
NEKP (WAM) 2030	-	NaH	NaH	-	NaH	27.466	##	7.600	19.000	866	NaH	NaH	NaH	NaH	NaH	1.000	-	27.466	NaH	NaH	NaH	TD					
NEKP (WAM) 2040	-	NaH	-	-	NaH	40.466	##	9.600	30.000	866	NaH	NaH	NaH	NaH	NaH	NaH	-	40.466	NaH	NaH	NaH	TD					

Tabelle iii: Installierte Kapazitäten je Technologie und Szenario Die Werte der Last beziehen sich auf die drei repräsentativen Wetterjahre 1995, 2008 und 2009. Die Angaben für ECA 2030 bzw. Regelzone 2023 stammen aus den ECA-Daten 2023 (Datenstand Juli 2024).

Zusätzlich können von den Übertragungsnetzbetreibern auch weitere Szenarien analysiert werden, um eine größere Bandbreite an möglichen Entwicklungen zu untersuchen und damit Unsicherheiten in der langfristigen Planung und in den energiepolitischen Rahmenbedingungen entsprechend Rechnung zu tragen. Ziel ist es im Kontext des

gebildeten Szenariorahmens jene Netzausbaumaßnahmen, welche jedenfalls zur Unterstützung der Energietransformation notwendig sind, zu identifizieren und zu bewerten. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Projekte robust und effizient gegenüber energiewirtschaftlichen Entwicklungen und den Szenarien sind (sog. „No-regret Maßnahmen“).

III.B ÖNIP – Österreichischer Netzinfrastrukturplan, 2024

Gemäß § 94 des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) wurde die finale Version des ÖNIP nach Konsultation und intensiver Einbindung der Öffentlichkeit durch das (ehem.) BMK am 8.4.2024 veröffentlicht.

„Der integrierte Netzinfrastrukturplan ist ein übergeordnetes strategisches Instrument, das die grundsätzlichen Erfordernisse und Zielrichtungen der Netzplanung im Strom- und Gasbereich für eine ganzheitliche Energiewende aufzeigt. Mit Blick auf das Gesamtenergiesystem soll der NIP – entsprechend dem gesetzlichen Auftrag – die konkreten Netzplanungen von Strom-Übertragungsnetzen, Gasnetzen im Bereich der Fernleitungen und der Netzebenen 1 und 2 sowie die Planung des Aufbaus einer Wasserstoff-Infrastruktur unterstützen. Er ist den Netzplanungsaktivitäten der jeweiligen Unternehmen vorgelagert und ergänzt diese auf strategischer Ebene.“ (ÖNIP Finale Version vom 08.04.2024)

Bei der Erstellung des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß §37 ELWOG die Kohärenz mit dem ÖNIP zu berücksichtigen. Der ÖNIP stellt den Abgleich mit weiteren Analysen zu den Erfordernissen an die Energieinfrastrukturen und über die einzelnen Energiesektoren hinaus sicher und umfasst insbesondere im Elektrizitätsbereich Maßnahmen zum Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur (vgl. § 94 Abs. 3 letzter Satz EAG).

Die im ÖNIP ermittelten Zielzahlen bezüglich des Strombedarfs sowie auch in Hinblick auf den EE-Ausbau **übersteigen die derzeit vorliegenden gesetzlichen Rahmenbedingungen bzw. jene des EAG für 2030**. Der ÖNIP hat innerhalb des energiepolitischen und wirtschaftlichen Szenariorahmens 13 Stromtransportkorridore identifiziert. Davon wurden bereits 5 Netzprojekte vollumfänglich im NEP 2023 genehmigt. Im Rahmen des NEP 2025 werden nun weitere Stromtransportbedarfskorridore in den NEP übernommen (vgl. NEP 25 von APG, Kapitel 3).

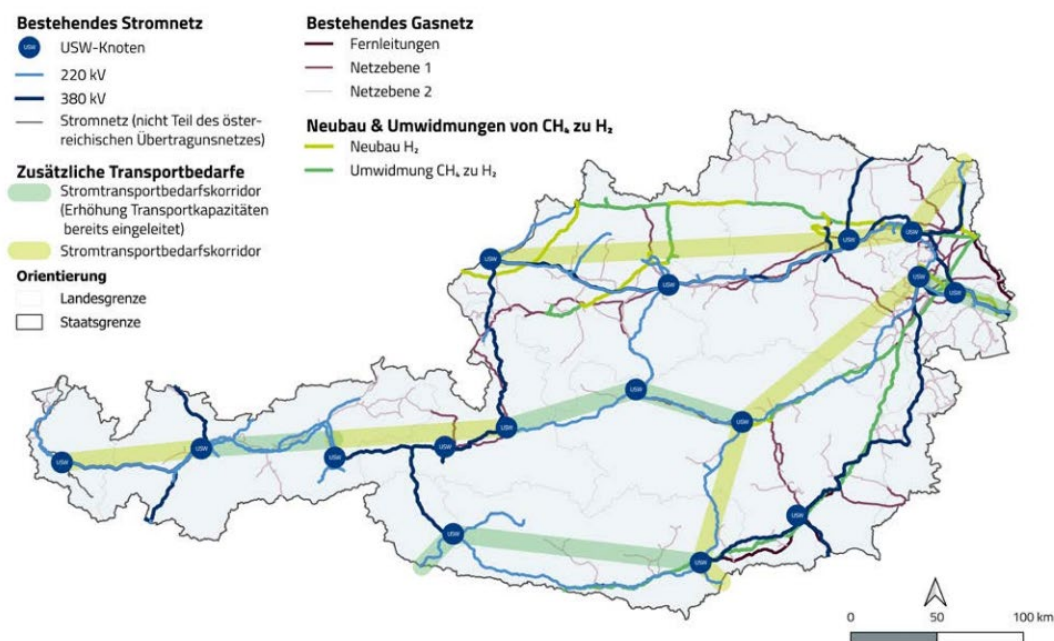


Abbildung v: Stromtransport-Bedarfskorridore gemäß ÖNIP-Abbildung 77 (ÖNIP Finalversion, April 2024), es zeigen sich vorrangige Transportbedarfe in Ost-West-Richtung, siehe weiterführend auch den NEP 25 von APG, Kapitel 3

Aus der ÖNIP-Modellierung und der Validierung der ÖNIP-Ergebnisse mit Planungen anderer Akteure und Projekte folgt, dass über die bisherigen bestehenden Projektplanungen der Übertragungsnetzbetreiber (auf Basis NEP 2023) hinaus, jedenfalls weitere Maßnahmen im Übertragungsnetz bis 2040 notwendig sind. **Die höheren Zielvorgaben an Erneuerbarer Einspeisung im ÖNIP, in Kombination mit den im ÖNIP ausgewiesenen Stromtrans-**

port-Bedarfskorridoren (siehe Abbildung v), verdeutlichen die Notwendigkeit des Netzausbaus für ein leistungsfähiges Übertragungsnetz. Die im ÖNIP dargestellten Stromtransportbedarfskorridore stellen „no-regret“ Ausbaumaßnahmen für die Verstärkung und Modernisierung der Energieinfrastruktur dar.

III.C Kohärenz mit dem ENTSO-E Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP)

Cost-Benefit Analyse (CBA)

Bei der Erstellung des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß §37 ELWOG auch die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, dem TYNDP, zu berücksichtigen. Im Rahmen des TYNDP und insbesondere des europaweit einheitlichen, energiewirtschaftlichen National Trend Szenarios (s. §2. Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen) wird der erforderliche Netzausbaubedarf – konkret in Form von Infrastrukturvorhaben – in einer sozio-wirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse (CBA) untersucht. Im Modellierungsgeflecht des gesamt-europäischen, auch sektor-gekoppelten Stromsystems, wurden **17 österreichische Leitungsgroßprojekte** aus dem NEP 23 und aus den Transportkorridoren des ÖNIP, markt- und lastflusstechnisch simuliert und bewertet. Die CBA unterliegt einer Multi-Kriterien-Analyse, welche auf einer von ENTSO-E konsultierten und von der EU-Kommission genehmigten Methodologie basiert.

Für diese 17 österreichischen Projekte aus dem NEP 23 und aus dem ÖNIP konnte im Rahmen des TYNDP24 ein positiver europäischer sozio-wirtschaftlicher Nutzen, basierend auf dem National Trend Szenario, aufgezeigt werden. Damit wird die **Notwendigkeit dieser Leitungsgroßprojekte auch im Kontext des Europäischen Netzentwicklungsplans vollumfänglich bestätigt**. Dies gilt sowohl für die bestehenden, bereits im NEP 23 enthaltenden Projekte, als auch für jene die nun in den NEP25 aufgenommen werden (siehe auch NEP25 von APG, Kapitel 3).

Projects of Common Interest (PCI)

PCI- bzw. Projekte von „gemeinsamem Interesse“ sind wichtige Infrastrukturvorhaben, die einen wesentlichen unionsweiten Charakter aufweisen und dadurch zu einem funktionierenden Energiebinnenmarkt beitragen, wie z.B. grenzüberschreitende Interkonnektoren zwischen Mitgliedstaaten oder Interkonnektoren, durch die eine Erhöhung von Grenzkapazitäten größer als 500 MW erzielt wird. Mit dem Status eines Projektes als PCI wird einerseits das „öffentliche gemeinsame Interesse“ dokumentiert, andererseits besteht die Möglichkeit eines beschleunigten Genehmigungsverfahrens sowie Zugang zu zusätzlichen Förderungsinstrumenten für den Projektwerber. Die PCI-Liste wird von der Europäischen Kommission alle zwei Jahre erstellt und veröffentlicht.

Folgende APG-Projekte sind aufgrund der großen regionalen Bedeutung für das europäische Stromsystem als „Projects of Common Interest“ in der aktuellen PCI-Liste (2024):

- 2.1.2. 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK-Tauern; NEP-Projekt 11-10
- 2.1.1. 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar); NEP-Projekt 11-7
- 2.1.4. 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Pleinting); NEP-Projekt 11-7
- 2.1.3. 220-kV-Leitung Westtirol – Zell am Ziller (Netzraum Tirol); NEP-Projekt 14-3
- 2.8. 220-kV-Leitung Erneuerung Südverbindung Lienz; NEP-Projekt 19-3

Für die nächste PCI-Liste wurden von APG zusätzlich die Projekte 380-kV-Leitung Lienz – Obersielach (Netzraum Kärnten; NEP 11-14) und die 380-kV-Leitung St. Peter – Dürnrohr; NEP 25-11) als Kandidaten eingereicht.

Neben den APG-Projekten finden sich in der aktuellen PCI-Liste (2024) auch folgende Kraftwerksprojekte:

- 1.11. Ausbau Pumpspeicherkraftwerk Kaunertal (Tirol/TIAG),
dieses Vorhaben wurde vom Projektwerber zur nächsten PCI-Liste eingereicht und ist im Netzentwicklungsplan 2023 der APG sowie im TYNDP 2024 berücksichtigt
- 1.14. Pumpspeicherkraftwerk (Energiespeicher) Riedl (DKJ/VHP)

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden sich auf der Homepage der Europäischen Kommission⁴, im TYNDP 2024 der ENTSO-E⁵, sowie auf der Homepage von APG⁶.

III.D „NOVA“ Prinzip

In der Netzausbauplanung wird prinzipiell das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Ausbau) verfolgt. Die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen beinhalten die Optimierung der Betriebsführung, Erneuerungen bzw. Modernisierungen als Teil der Netzverstärkungen und -optimierungen von bestehenden Anlagen und Trassen sowie im dritten Schritt Maßnahmen zum Netzausbau auf neuen Trassen. Erst nach Ausschöpfung der Möglichkeiten im jeweilig vorgelagerten Schritt wird die nächste Stufe im Netzentwicklungsprozess in Betracht gezogen. Ein Leitungsneubau auf einer neuen Leitungstrasse wird – aus Kosteneffizienzgründen – als letzte Option gewählt (vgl. Abbildung vi).

Das NOVA-Prinzip wird sowohl für die gesamthafte Netzentwicklung als auch für einzelne Netzausbauprojekte angewandt. Für die Projekte werden jeweils individuelle Variantenüberlegungen durchgeführt, wobei die Auslegungskriterien sowie das Alter und der Zustand bestehender Leitungen bzw. (Schalt-)Anlagen berücksichtigt werden. Ein bei älteren Leitungen oft vorliegender (umfangreicher) Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf wird dabei jedenfalls miteinbezogen.



Abbildung vi: Maßnahmen gemäß NOVA-Prinzip

⁴ https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html

⁵ TYNDP 2024 Project Collection

⁶ <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/pci-projekte/>

IV Schlussfolgerung für die Netzentwicklung

Aufgrund der ambitionierten internationalen und nationalen Klimaziele und dem damit einhergehenden massiven Ausbau der Erneuerbaren Energieträger (EE), ist der Ausbau des Übertragungsnetzes unbedingt notwendig. Insbesondere entwickelt sich aktuell der Ausbau an EE-Einspeiseleistung in Österreich rasant weiter. Dabei sind die dahinterliegenden Gesetzgebungsprozesse (z.B. für EE-Förderungen) wesentlich schneller und flexibler als der Ausbau einer langlebigen, d.h. für Jahrzehnte geschaffenen, Infrastruktur wie dem österreichischen Übertragungsnetz. Gleichzeitig werden durch die zunehmende Elektrifizierung des Verbrauchs und in anderen Sektoren sowie die regional ungleiche Verteilung von Erzeugung und Last die Netze **stark beansprucht. Bestimmte Leitungsabschnitte sind zunehmend und immer häufiger Engpass-gefährdet und stellen damit strukturelle Engpässe dar.**

Der zusätzliche Bedarf an neuen Stromtransportkorridoren wird im ÖNIP festgelegt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sowohl die EE-Ausbauziele als auch der Strombedarf aus dem ÖNIP die derzeit vorliegenden gesetzlichen Vorgaben aus dem EAG für 2030 übersteigen, während der vorherige Netzentwicklungsplan der APG (NEP 2023) noch auf den Ausbauzielen des EAG beruht. **Basierend auf den energiepolitischen Vorgaben und den Planungsprämissen aus dem Szenariorahmen für den NEP 2025 leiten sich weitere Netzausbauprojekte für den 10-jährigen Planungshorizont und bis 2040 ab.**

Die Übertragungsnetzbetreiber sehen das Bekenntnis der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP) und Synchronisierung des dezentralen EE-Ausbaus mit dem Netz- und Speicherausbau sehr positiv. Diese integrierte Sichtweise verbessert die **Robustheit der Planungsprozesse für die langfristige Netzinfrastuktur sowie die nachhaltige Kosteneffizienz des Netzausbaus. Dies zeigt sich insbesondere in der kombinierten und sektorübergreifenden Planungsmethodik des ÖNIP.** Um die Energietransformation mit den vorgegebenen politischen Rahmenbedingungen kosteneffizient umzusetzen, ist neben einer gesamtheitlichen Planung der gesetzliche Rahmen zu schaffen, um den im ÖNIP identifizierten Netzausbau entsprechend zu beschleunigen.

Konsultationsversion Netzentwicklungsplan 2025

für das Übertragungsnetz von
Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum

2026–2035 (mit Ausblick bis 2040)

Planungsstand Juli 2025

Österreich
braucht
Strom.



Wien, im Juli 2025

© Austrian Power Grid AG – Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Alle dargestellten Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet und geprüft.

Austrian Power Grid AG haftet nicht für etwaige Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung der Inhalte dieses Dokuments entstehen.

www.apg.at

Layout: APG

Inhalt

KURZFASSUNG ZUM APG-NETZENTWICKLUNGSPLAN (NEP) 2025	23
1. AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG	27
1.1 Allgemeines	27
1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers	27
1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber	28
1.3.1 Gesetzliche Grundlage des Netzentwicklungsplans	28
1.3.2 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans	28
1.3.3 Kategorisierung der NEP-Projekte	29
1.4 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans	30
1.5 Voraussetzungen für den Netzausbau	32
1.6 Abgeschlossene Projekte des NEP 2023	32
2. NETZENTWICKLUNG FÜR DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ DER APG	33
2.1 Das APG-Übertragungsnetz	33
2.2 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen	34
2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger	34
2.4 Weitere energiewirtschaftliche Einflussfaktoren	36
2.5 Engpassmanagement und Netzreserve zur Sicherstellung des Netz- und Systembetriebes	37
2.5.1 Hintergrund und aktuelle Situation	38
2.5.2 Steigender Bedarf an Engpassmanagement und („Redispatch“-)Kosten	38
2.6 Europäische und energiewirtschaftliche Einflüsse	38
2.6.1 Europäische Marktintegration auf Basis verbindlicher Guidelines	39
2.6.2 Clean Energy for all Europeans Package (CEP)	39
2.6.3 Europäische Initiativen im Energiebereich	40
2.6.4 Europäischer Rechnungshof drängt auf schnellen Netzausbau	41
2.7 Forschung und Innovation bei APG	42
3. ÖNIP UND LANGFRISTIGE NETZENTWICKLUNG DER APG	44
4. PROJEKTE IM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2025	47
4.1 Allgemeines	47
4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen	47
4.1.2 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	48

4.1.3	Verschiebungen und Änderungen von geplanten Inbetriebnahmen (Kundenprojekte)	48
4.2	Betriebsinvestitionen und Verstärkungen im Bestandsnetz	48
4.2.1	Betriebsinvestitionen für Leitungen	49
4.2.2	Umsetzung witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)	49
4.2.3	Betriebsinvestitionen für Umspannwerke/Schaltanlagen	50
4.2.4	Verstärkungen des Bestandsnetzes	50
4.2.5	Betriebsinvestitionen teilweise als Voraussetzung für Kundenprojekte	51
4.3	Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2025	51
4.4	Detailbeschreibung der Projekte des Netzentwicklungsplans 2025	56
4.5	Projekte im Nationalen bzw. Europäischen Interesse	57
4.5.1	Strategische Flächensicherungen	57
4.5.3	UW St. Peter 4. Umspanner 380/220 kV	58
4.6	Salzburgleitung, Deutschlandleitung, Zentralraum Oberösterreich und 380-kV-PST	60
4.6.1	380-kV-Salzburgleitung (St. Peter – Tauern)	60
4.6.2	UW Pongau: 3. Umspanner 380/220-kV (550 MVA) und Ausbau 220-kV-Anlage	63
4.6.3	UW Salzburg und UW Tauern: Errichtung/Umbau 110-kV-Netzabstützung (Salzburg Netz)	64
4.6.4	380-kV-Deutschlandleitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)	66
4.6.5	220-kV-Anspeisung (ZROÖ) Zentralraum Oberösterreich	68
4.6.6	Errichtung von 380-kV-Phasenschiebertransformatoren in Netzknoten	70
4.7	Cluster Netzraum Tirol / UW Westtirol / UW Zell/Ziller	72
4.7.1	UW Westtirol: Ersatzneubau der 380-kV-Anlage und Errichtung zwei 380/220-kV-Umspanner	72
4.7.2	UW Westtirol: Generalerneuerung 220-kV-Anlage	74
4.7.3	220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller (Netzraum Tirol): TAL-Seiltausch	76
4.7.4	UW Westtirol: 380-kV-Spannungsumstellung Ltgs.system Memmingen (System 411)	77
4.7.5	UW Zell/Ziller: 3. 380/220-kV-Umspanner (1.200 MVA)	78
4.7.6	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Soverzene)	79
4.8	Cluster AT-Zentral / Steiermark	80
4.8.1	220-kV-Leitung Hesselberg – Leoben und 220-kV-Ausbau UW Hesselberg	80
4.8.2	Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark	81
4.8.3	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach	82
4.8.4	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hesselberg	84
4.9	Modernisierungen und Generalsanierungen von Leitungen (Seiltäusche)	85
4.9.1	Generalsanierung 220-kV-Leitung Bisamberg – Wien Südost: Seiltausch	85

4.9.3	Modernisierung 380-kV-Leitung Dürnrrohr – Sarasdorf: Seiltausch	86
4.9.4	Generalsanierung 220-kV-Leitung St. Peter – Schärding – Jochenstein: Seiltausch	87
4.9.5	Modernisierungen an 380-kV-Leitungen (Seiltäusche)	88
4.10	Aus dem ÖNIP 2024 abgeleitete neue Projekte (380-kV)	90
4.10.1	Netzraum Burgenland Nord – Sarasdorf – Trumau (380-kV)	90
4.10.2	Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)	91
4.10.3	380-kV-Leitung Seyring – Gaweinstal (– Zaya) inkl. neues UW (Raum) Gaweinstal	92
4.10.4	380-kV-Leitung Trumau – Hessenberg	93
4.10.5	380-kV-Leitung Hessenberg – Obersielach	94
4.10.6	380-kV-Leitung St. Peter – Dürnrrohr / Weinviertel (NÖ)	95
4.10.7	380-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller	97
4.11	Ausbau und Generalerneuerung Umspannwerke 380/220 kV	98
4.11.1	UW Weißenbach: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und Errichtung 2. Transformator	98
4.11.2	UW Großbraming: Generalerneuerung 110-kV-Anlage	99
4.11.3	UW Ernsthofen: Generalerneuerung 220-kV-Anlage	100
4.11.4	Neues UW Seyring: Errichtung 380-kV-Anlage (und Netzabstützung Netz NÖ)	101
4.11.5	UW Sarasdorf: Kurzschlussertüchtigung und Ausbau 380-kV-Anlage	102
4.11.6	UW Zaya: Ausbau Umspanner (Netz NÖ)	103
4.11.7	UW Wien Südost: Generalerneuerung/Ausbau 380-kV-Anlage und Erneuerung Transformatoren	104
4.11.8	UW Südburgenland: Generalerneuerung und Ausbau 380-kV-Anlage	105
4.11.9	UW Tauern: Generalerneuerung/Umbau 380-kV-Anlage & Einbindung PSKW Schaufelberg	106
4.11.10	UW St. Peter: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und Erneuerung Transformatoren	107
4.11.11	UW Kainachtal: Generalerneuerung 380-kV-Anlage	108
4.11.12	UW Hausruck: Erneuerung 220-kV-Anlage	109
4.11.13	UW Wien Südost: Generalerneuerung 220kV-Anlage u. Erneuerung Transformatoren	110
4.12	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber	111
4.12.1	Neues UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung – TINETZ	111
4.12.2	Neues UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung – Netz OÖ	112
4.12.3	UW Sarasdorf: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner – Netz Niederösterreich	113
4.12.4	Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark	114
4.12.5	Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ	115
4.12.6	UW Südburgenland: Ausbau 3./4. Umspanner – Netz Burgenland	116
4.12.7	UW Wien Südost: Ausbau zwei 380/110-kV-Umspanner – Wiener Netze	117

4.12.8	Neues UW Wien Ost (Deutsch Wagram): 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze	118
4.12.9	Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark.....	119
4.12.10	UW Ranshofen: Ausbau zwei Schaltfelder 110-kV – Netz OÖ und AMAG	120
4.12.11	UW Ybbsfeld: Erneuerung Transformatoren und 110-kV-Ausbau (Netz NÖ).....	121
4.12.12	Neues UW Mattersburg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz Burgenland	122
4.12.13	Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ.....	123
4.12.14	Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung – Netz OÖ	124
4.12.15	Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze & Netz NÖ	125
4.12.16	UW Parndorf: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz Burgenland.....	126
4.12.17	Neues UW Hartberg: 380/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark	127
4.12.18	Neues UW Eggenburg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ	128
4.12.19	UW Sattledt: Ausbau 2. 220/30-kV-Umspanner – Netz OÖ	129
4.12.21	Neues UW St. Paul: 110/20kV – Kärnten Netz.....	130
4.12.22	Neues UW Reutte: 380/110-kV-Netzabstützung – TINETZ	131
4.12.23	UW Etzersdorf: 380-kV-Anlage GE / Ausbau Netzabstützung – Netz NÖ	132
4.12.24	Neues UW Prutz: 380/220-kV-Netzanschluss – TINETZ	133
4.13	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Kunden	134
4.13.1	Umstrukturierung 110-kV-Netzbereich Reißbeck / Malta – VHP	134
4.13.2	UW Kaprun: 380-kV-Netzanschluss PSP-KW Limberg 3 – VHP	135
4.13.3	110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck (Netzverstärkung).....	136
4.13.4	Neues SW Molln: Energiespeicher Bernegger.....	137
4.13.5	Neues UW Würmlach: Netzanschluss Merchantline Würmlach – Somplago (IT) – AAE	138
4.13.6	UW Wien Südost: Ausbau 380-kV-Netzanschluss – OMV.....	139
5.	INFORMATIONEN ÜBER WEITERE PROJEKTE UND ENTWICKLUNGEN	140
5.1	Weitere Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes.....	140
5.2	Überblick über vorliegende Netzzutrittsanfragen.....	140
5.3	Zukünftige weitere Projekte	140
5.3.1	Informationen über zukünftige Projekte im nationalen/europäischen Interesse.....	140
5.3.2	Informationen über zukünftige Projekte mit Verteilernetzbetreiber.....	140
5.3.3	Informationen über zukünftige Kundenprojekte	141
5.4	Projekt zusammEn2040	141
6.	RISIKEN	142
6.1	Risiken im Vorprojekt.....	142

6.2	Risiken im Zuge der Projektumsetzung	143
6.3	Gesellschaftliche Akzeptanz	145
6.4	Klimawandel und Resilienz	146
6.5	SF6–Thematik	146
7.	MAßNAHMEN ZUR RISIKOMINIMIERUNG UND PROJEKTBSCHLEUNIGUNG	147
7.1	Beschleunigte Projektgenehmigung	147
7.2	Beschleunigte Projektumsetzung	147
7.3	Priorisierte NEP–Projekte und Abhängigkeiten	148
	ANHANG A – REGIONALISIERUNG DER TYNDP 2024 SZENARIEN	150
A.1	Regionalisierung < Erdgas >	151
A.2	Regionalisierung < Steinkohle >	152
A.3	Regionalisierung < Andere Fossile >	153
A.4	Regionalisierung < Windkraft >	153
A.5	Regionalisierung < Photovoltaik (PV) >	155
A.6	Regionalisierung < Andere Erneuerbare >	157
A.7	Regionalisierung < Laufwasserkraft >	158
A.8	Regionalisierung < (Pump–) Speicher–Turbine >	159
A.9	Regionalisierung < (Pump–) Speicher–Pumpe >	160
A.10	Regionalisierung < Batterien >	160
A.11	Regionalisierung < Power–2–Gas >	161
A.12	Regionalisierung < Spitzenlast >	162
	ANHANG B – CBA ERGEBNISSE TYNDP 2024	163

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2023	32
Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus.....	47
Tabelle 3: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 1)	53
Tabelle 4: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 2)	54
Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen und Einflüsse für Übertragungsnetze	29
Abbildung 2: Das österreichische Übertragungsnetz	33
Abbildung 3: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie (Leistung) und Regelarbeitsvermögen (Energie).....	35
Abbildung 4: Veränderung der Residuallast durch PV-Ausbau („Duck Curve“) in AT	35
Abbildung 5: Übernahme der ÖNIP-Stromtransportbedarfskorridore als neue Leitungsprojekte (380-kV) in den NEP 2025	45
Abbildung 7: NEP-Projekte 2025: Umspannwerke und Schaltanlagen	55
Abbildung 8: NEP-Projekte 2025: Leitungsprojekte und Leitungsgroßprojekte	55
Abbildung 9: Ablauf Initiative "ZusammEn 2040"	142
Abbildung 10: Entwicklung der Aluminium-, Kupfer-, Eisen. & Stahlpreise sowie Baukostenindex Brückenbau ..	144

Kurzfassung zum APG-Netzentwicklungsplan (NEP) 2025

Ausgangssituation

Österreich zählt mit einer Stromnetzverfügbarkeit von über 99,99 % zur weltweiten Spitze in puncto Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit. Eine sichere und leistbare Stromversorgung ist das Fundament unserer modernen Gesellschaft – heute mehr denn je. Ereignisse wie das großflächige Blackout auf der Iberischen Halbinsel im April 2025, das weite Teile Spaniens und Portugals betraf, verdeutlichen eindrucksvoll wie essenziell die kontinuierliche Verfügbarkeit elektrischer Energie für das Funktionieren von Wirtschaft und einer modernen Gesellschaft ist.

Damit die hohe Versorgungssicherheit auch künftig gewährleistet bleibt, braucht es nicht nur ausreichend verfügbare Erzeugungsleistung, sondern vor allem leistungsfähige Übertragungs- und Verteilernetze. Nur damit kann die erzeugte Energie zuverlässig und verlustarm dorthin transportiert werden kann, wo sie gebraucht wird, und so die Netz- und Systemstabilität gewährleistet werden. Die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern spielt dabei ebenfalls eine zentrale Rolle. Die durch den Krieg in der Ukraine ausgelösten Preissteigerungen und Engpässe bei Gasimporten haben die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und deren Auswirkungen auf die Strompreise deutlich gezeigt. Ein wichtiger Hebel zur Reduktion dieser Importabhängigkeit ist der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien (EE) sowie die Umstellung auf strombasierte Prozesse – insbesondere in der energieintensiven Industrie und beim Gewerbe. Diese Transformation erfordert jedoch nicht nur neue Erzeugungsanlagen, sondern auch den gezielten Ausbau der Netzinfrastruktur, um die neuen Einspeisepunkte und Lastzentren sicher zu verbinden.

Die vergangenen Jahre waren zudem von globalen Krisen geprägt, die sich unmittelbar auf die Umsetzung von Netzausbauprojekten ausgewirkt haben. Der russische Angriffskrieg in der Ukraine führte zu erheblichen Preisverwerfungen an den Energie- und Rohstoffmärkten sowie zu Lieferengpässen bei zentralen Elementen und Großkomponenten. Trotz intensiver Gegenmaßnahmen der APG kam es dadurch zu Verzögerungen bei einzelnen Netzausbauprojekten und teils zu deutlichen Kostensteigerungen.

Über die Sektoren betrachtet sind im Gassektor ein sinkender Methanbedarf sowie die Anforderungen einer zukünftig wachsenden Wasserstoffwirtschaft und die Hebung der in Österreich vorhandenen Biomethan- und Biogaspotenziale zu nennen. Damit gewinnen Elektrolyse, grüner Wasserstoff und weitere Kopplungen des Gasnetzes mit dem Stromnetz an Bedeutung – etwa im Bereich Power-to-Gas oder in der Speicherthematik. Neben den Pumpspeichern können zunehmend Batteriespeicher einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung leisten, indem sie kurzfristig Energie bereitstellen, Lastspitzen aufnehmen und die Integration volatiler erneuerbarer Energien (EE) unterstützen. Bedeutsam dafür ist eine netz- oder systemdienliche Betriebsweise sowie die Auswahl geeigneter Standorte mit hoher systemrelevanter Wirkung.

Eine leistungsfähige Stromnetzinfrastruktur bildet die Grundlage für die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit elektrischer Energie. Sie ist nicht nur das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes, sondern auch ein zentraler Standortfaktor für Industrie, Gewerbe und Digitalisierung. Investitionen in das Stromnetz schaffen langfristige Werte, sichern Arbeitsplätze entlang der gesamten Wertschöpfungskette und ermöglichen die Ansiedlung neuer, stromintensiver Zukunftstechnologien (wie z.B. Elektrolyseure, Rechenzentren oder Speicherlösungen). Der Netzausbau ist somit nicht nur eine technische Notwendigkeit, sondern eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe die über die Resilienz, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit Österreichs entscheidet. Darüber hinaus sind Netzinvestitionen ein wesentlicher Hebel zur Reduktion von volkswirtschaftlichen Folgekosten.

Sie senken Engpassmanagementkosten (in Folge von sog. Redispatch), vermeiden Einspeisebeschränkungen der EE und reduzieren die Abhängigkeit von Energieimporten. Jeder investierte Euro in die Netzinfrastruktur trägt somit mehrfach zur Stabilität, Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz des Energiesystems bei. Eine leistungsfähige Netzinfrastruktur ist zudem Grundvoraussetzung für den weiteren EE-Ausbau, die Erreichung der österreichischen Klima- und Energieziele sowie für die Dekarbonisierung der Sektoren. Die angestrebte Klimaneutralität ist nur mit massiven Anstrengungen sowie hohem Engagement, Kooperation und sektorübergreifender Vernetzung möglich.

Für den Erfolg dieser Anstrengungen wird der gezielte Ausbau und die Modernisierung der Stromnetz-Infrastruktur entscheidend sein – sowohl im Übertragungsnetz als auch im Bereich der Verteilernetze.

Die bestehenden Netzinfrastrukturen kommen zunehmend an ihre Grenzen und sind nicht ausreichend für die steigenden Anforderungen durch den EE-Ausbau und den zunehmenden Strombedarf ausgelegt. Ohne den gezielten Netzausbau liegen strukturelle Engpässe vor, die kurzfristig nur durch Engpassmanagement und mit der Netzreserve überbrückt werden können. Diese Maßnahmen waren in den Jahren 2019 bis 2024 an bis zu 268 Tagen pro Jahr erforderlich und verursachten jährliche Kosten von bis zu ca. 150 Millionen Euro. Diese zusätzlichen Kosten müssen letztlich von den Strommarktkunden getragen werden, und es wäre volkswirtschaftlich sinnvoller diese in Netzausbaumaßnahmen zu investieren.

Energiewirtschaftliches und nationales Umfeld

Mit Ende 2023 waren in Österreich rund 6,4 GW Photovoltaik (PV) und 3,9 GW Windkraft installiert⁷. Besonders bei PV kam es in den letzten Jahren zu einer Verdoppelung der installierten Leistung. Im „zentralen“ Szenario des TYNDP 2024, dem Szenario „National Trends (NT)“, welches unter der Federführung der EU-Kommission die Nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten widerspiegelt, wird von einem EE-Zubau auf eine installierte Leistung von 30 GW für PV und 16 GW für Windkraft bis 2040 ausgegangen. Zum Vergleich: Die derzeit insgesamt in Österreich installierte Kraftwerksleistung beträgt rund 28 GW (!). Die rechtlichen und regulatorischen Voraussetzungen für diesen massiven EE-Ausbau sollen durch das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) geschaffen werden.

Diese Erzeugungsleistungen müssen netztechnisch in das Stromsystem integriert werden – sowohl in das Übertragungsnetz als auch in die Verteilernetze. Der hohe Zubau von EE im zweistelligen GW-Bereich führt zu stark steigenden Anforderungen an den Netzbetrieb, insbesondere hinsichtlich Transportkapazitäten, Systemstabilität und Flexibilität. Es entstehen neue Herausforderungen im zeitlichen und räumlichen Ausgleich von regionalen Überschussleistungen sowie beim Speichern von grünem Strom – sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene.

Mit dem österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP 2024) wurden dafür über den Netzentwicklungsplan (NEP) 2023 hinausgehende Strombedarfskorridore identifiziert, die nun in den NEP 2025 als Projekte integriert werden. Diese Ausbaumaßnahmen, die gegenüber den angenommenen Szenarien besonders robuste Lösungen ergeben und mittelfristig notwendig sind, zeigen ein Bild des zukünftigen APG-Übertragungsnetzes („Zielnetz 2040“) und stellen so die nötige Kohärenz der Pläne – des ÖNIP 2024 mit dem NEP 2025 – sicher.

Europäische Rahmenbedingungen

Die neue EU-Kommission hat im Dezember 2024 eine Reihe bedeutender Initiativen angekündigt, die den Fokus auf die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit Europas legen – mit Energie als zentralem Hebel. Der „Clean Industrial Deal (CID)“ zielt auf eine klimafreundliche und wettbewerbsfähige Industrie ab, insbesondere für energieintensive Sektoren und grüne Technologien. Ein zentrales Element ist der Zugang zu leistbarer Energie, wobei der Netzausbau und die Systemintegration als Schlüsselherausforderungen identifiziert wurden. Ergänzend dazu verfolgt der „Aktionsplan für erschwingliche Energie“ das Ziel, grüne und leistbare Energie für alle Menschen in Europa sicherzustellen – u.a. durch schnellere Genehmigungsverfahren und mehr Flexibilität im System.

Mit dem für Ende 2025 angekündigten „European Grid Package“ will die Kommission zusätzlich Maßnahmen aus dem „Aktionsplan für Netze“ (aus November 2023) gesetzlich verankern. Dies beinhaltet u.a. eine umfassend koordinierte europäische Netzplanung, regulatorische Anreize, schnellere Genehmigungsverfahren und den Zugang zu Finanzmitteln – und adressiert damit gezielt die Engpässe beim Netzausbau. Parallel dazu wurde im Juni 2025 die umfassende Reform des EU-Strommarkts in Kraft gesetzt, die auf die Energiepreiskrise 2022 reagiert. Diese soll langfristig die Strommärkte stärken und betont die Bedeutung von Flexibilität im System.

⁷ Quellen: <https://pvaustria.at/dashboard/> und <https://www.igwindkraft.at/aktuelles/windkraft-in-oesterreich>

APG-Netzausbauplanung und europaweite Koordinierung (TYNDP)

APG ist als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer verpflichtet, das Übertragungsnetz sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben sowie auszubauen und zu erhalten (§ 40 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010). Weiters erfolgt im TYNDP von ENTSO-E zudem – auf Basis abgestimmter energiewirtschaftlicher Szenarien – eine koordinierte Netzausbauplanung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. Die zugrunde gelegten TYNDP-Szenarien und die daraus abgeleiteten Projekte sind sowohl auf europäischer als auch auf österreichischer Ebene weitreichend und robust, sodass aus kurz- bis mittelfristigen energiewirtschaftlichen Änderungen keine erheblichen Auswirkungen auf die Langfristplanung der APG resultieren.

Der vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP 2025) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen Planungen des TYNDP 2024 und stellt die Weiterentwicklung des NEP 2023 dar. Hiermit informiert APG alle relevante Marktteilnehmer über den geplanten Netzausbau und die Netzentwicklung im gesetzlichen Zehnjahres-Zeithorizont und gibt einen weiterführenden Ausblick bis 2040. In der öffentlichen Konsultation zwischen 9. Juli und 6. August 2025 haben die Marktteilnehmer die Möglichkeit, Stellungnahmen zum NEP 2025 der APG abzugeben. Die eingegangenen Stellungnahmen werden von APG geprüft und relevante Anmerkungen werden im NEP 2025 (in der Einreichversion) berücksichtigt.

Die TOP-Netzausbauprojekte im NEP 2025 von APG

Mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung im Q2/2025 wurde ein bedeutender Meilenstein für den Netzausbau und die Versorgungssicherheit in Österreich erreicht. Dieses Projekt stärkt nicht nur die Stromversorgung in Salzburg und Oberösterreich, sondern hat mit der Steigerung der Transportkapazität und als Teil des geplanten 380-kV-Ringes besondere Bedeutung für Österreich.

Aufbauend auf diesem Erfolg adressiert der Netzentwicklungsplan 2025 die nächsten zentralen Schritte und Projekte für den Netzausbau der kommenden Jahre. Die Top-Netzausbauprojekte des NEP 2025 für Übertragungsleitungen leiten sich aus dem TYNDP und insbesondere aus dem österreichischen Netzinfrastrukturplan (ÖNIP 2024) ab. Diese sehen die Schließung des 380-kV-Ringes im Süden Österreichs, leistungsfähige Ost-West-Transportachsen und nach West-Österreich, zu den Pumpspeicherkraftwerken, Übergabepunkte zu den Verteilernetzbetreibern und die Netzintegration von EE vor. Neben den Netzausbauvorhaben sind den strukturellen Engpässen im APG-Netz kurzfristig durch Modernisierungen bzw. Ertüchtigungen von bestehenden Leitungen (durch z.B. Seiltäusche) entgegenzuwirken.

Die Projekte werden in Abstimmung mit regionalen Verteilnetzbetreibern, Erzeugern, der Industrie und den Netzkunden entwickelt, um regionale Anforderungen bestmöglich zu berücksichtigen und Synergien zu nutzen. Ein zentrales Anliegen bei der Planung und Umsetzung ist dabei die Sicherstellung von Kosteneffizienz: Durch gezielte Investitionen und Koordinierung mit den Verteiler-Netzentwicklungsplänen sollen volkswirtschaftliche Kosten reduziert und bezogen auf das Gesamtsystem optimierte Lösungen geschaffen werden. Weiters sind für eine gesamthafte EE-Systemintegration und eine Klimaneutralität über die Sektoren neben zusätzlichen Netzausbauten jedenfalls Speicher- und Flexibilitätsoptionen, Sektorenkopplungen und innovative technologische Lösungen im größeren Umfang nötig.

Umfang der Ausbauvorhaben im APG-Übertragungsnetz

- Generalerneuerungen von Leitungen mit rd. 730 km
- Umstellungen von rd. 70 km bestehenden Leitungen auf höhere Spannungsebene
- neue Leitungen im Ausmaß von rd. 920 Trassen-km
- 23 neue Umspannwerke („green field“ UW) bis 2035 zur Anbindungen der Verteilernetze und Ausbauten von Umspannwerken mit zusätzlichen Umspannern sowie umfangreiche Generalerneuerungen von bestehenden Schaltanlagen
- für die Kupplung der Netzebenen rd. 80 Umspanner (Transformatoren) mit einer Gesamtleistung von ca. 30.000 MVA

Sofern der Netzausbau in Österreich bzw. die NEP-Projekte nicht entsprechend umgesetzt werden – und damit die nötigen Erhöhungen der Transportleistungen und der Leistungsfähigkeit der Stromnetze nur verzögert oder nicht erreicht werden – entstehen langfristig negative Folgen:

- Nachteilige Auswirkungen auf überregionale Stromtransporte in Österreich
- weitere Steigerung und Einsatz von kostenintensivem Engpassmanagement sowie von Netzreserve inkl. daraus resultierenden Kosten für die Netzkunden
- Einspeisereduktionen von EE und Kraftwerken bei mangelnden Netzkapazitäten und Engpässen sowie Leistungseinschränkungen an Übergabestellen zu den Verteilernetzen (bzw. zukünftig Ablehnung von neuen Netzanschlüssen)
- Gefährdung der Netz- und Systemsicherheit sowie der Versorgungssicherheit
- Weitreichend negative Effekte für den Wirtschaftsstandort Österreich

Voraussetzungen für den Netzausbau und Fazit

Damit die Transformation des Energiesystems versorgungssicher und leistungsfähig gelingt, müssen die Voraussetzungen für die Umsetzung von Netzinfrastukturbauvorhaben beschleunigt und vereinfacht werden. Dafür ist es notwendig die Schlüsselgesetze EIWG und EABG wie geplant zeitnah in 2025 zu beschließen und damit die erforderlichen Rahmenbedingungen, wie z.B. Verfahrensbeschleunigungen für Netzausbauvorhaben zu setzen.

Nur durch eine rasche Umsetzung der NEP-Projekte, kann die aus Erneuerbaren gewonnene grüne Energie in das Stromsystem integriert und nutzbar gemacht werden. Gelingt dies nicht, wird Österreich noch stärker importabhängig, und es müssen weiterhin umfangreiche und kostenintensive Maßnahmen wie Engpassmanagement und Netzreserve eingesetzt werden. Wenn die Stromnetze nicht ausreichend leistungsfähig sind, müssen in wind- und sonnenreichen Stunden zukünftig EE-Einspeiser immer häufiger eingeschränkt bzw. reduziert werden. Dies führt insgesamt zu Verlust an EE-Erzeugung und CO₂-Einsparungen sowie zu erhöhten volkswirtschaftlichen Kosten.

Neben der digitalen Vernetzung der Akteure des Stromsystems bleibt der rasche Netzausbau die wirksamste Maßnahme, damit die Energiewende bei Aufrechterhaltung der System- und Versorgungssicherheit gelingt. Nur mit raschen Kapazitätserhöhungen in den Stromnetzen sowie dem Einsatz von zusätzlichen Speicher- und Flexibilitätsoptionen kann die Energiewende gelingen. Es gilt insgesamt volkswirtschaftliche Kosten zu minimieren – dafür sind Netzverstärkungen und die digitale Integration der Akteure in das Energiesystem alternativlos. Das Gelingen der Energiewende wird mit leistungsfähigen Stromnetzen (Übertragungs- und Verteilernetze) entschieden.

Dabei verfolgt APG konsequent das Ziel, den Netzausbau nicht nur technisch robust sondern auch kosteneffizient im Sinne der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten zu gestalten. Durch die Anwendung des NOVA-Prinzips („Netz-Optimierung vor Ausbau“) sowie durch gezielte Investitionen in bestehende Infrastruktur, innovative Technologien und umfassend koordinierter Netzausbaukonzepte wird sichergestellt, dass jeder investierte Euro einen maximalen Nutzen für Versorgungssicherheit, Systemeffizienz und Klimaschutz in Österreich bringt.

1. Ausgangssituation und Zielsetzung

1.1 Allgemeines

Die letzten Jahre waren von globalen Krisen geprägt – von der COVID-19-Pandemie bis zum Krieg in der Ukraine – die sich direkt auf Energiepreise, Lieferketten und die Umsetzung von Infrastrukturprojekten ausgewirkt haben. Die Folgen dieser Entwicklungen sind nach wie vor spürbar und beeinflussen sowohl die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen als auch die Planungs- und Umsetzungs horizonte im Energiesektor. Gleichzeitig hat sich der politische und gesellschaftliche Wille zur Energiewende deutlich verstärkt.

Das Regierungsprogramm 2025–2029 sieht eine Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, sowie die Verabschiedung zentraler Energiegesetze (EIWG, EABG) bis Sommer 2025 vor. Weitere Maßnahmen betreffen die Senkung von Energiepreisen, die Förderung von Speichern, die „Belohnung“ netzdienlichen Verhaltens und die Stärkung der Planbarkeit für energieintensive Industriebetriebe.

Ein zentrales strategisches Instrument ist der integrierte österreichische Netzinfrastukturanplan (ÖNIP 2024), der sektorübergreifend die Anforderungen an Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze koordiniert. Der NEP 2025 berücksichtigt die im ÖNIP identifizierten Stromtransportbedarfskorridore, die als besonders robust und dringlich gegenüber unterschiedlichen Szenarien gelten und zum Gelingen der Energiewende beitragen. Die Netzentwicklung erfolgt in einem sehr dynamischen Umfeld:

- Hohe Steigerung des Strombedarfes durch Dekarbonisierung in anderen Sektoren
- Massiver EE-Ausbau erfordert zusätzliche Netzkapazitäten in Österreich
- Internationale Entwicklungen beeinflussen Import-/Exportflüsse und Netzbelastungen
- Neue Akteure und Technologien wie Batteriespeicher (und Rechenzentren) treten in Erscheinung
- Hohe Nachfrage nach Komponenten und Fachfirmen, die in Netzausbauprojekte in Europa involviert sind, führt zu Preissteigerungen und erschwert die Verfügbarkeit

Eine zukunftsfähige und grüne Stromversorgung erfordert daher nicht nur den Ausbau der EE-Stromerzeugung, sondern auch eine leistungsfähige Netzinfrastukturan. Diese bildet das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung und ist Voraussetzung für Versorgungssicherheit, wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit und die Erreichung der Klima- und Energieziele. Nur durch eine koordinierte und vorausschauende Planung kann die Transformation des Energiesystems gelingen – sowohl im Übertragungsnetz als auch im Bereich der Verteilernetze.

1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers⁸

APG als Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Planung und beim Betrieb ihrer Hochspannungsanlagen umfangreiche gesetzliche Verpflichtungen zu erfüllen. Als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung obliegt der APG neben der diskriminierungsfreien Behandlung aller Kunden die Errichtung und Erhaltung einer ausreichenden Netzinfrastukturan (§ 5 Abs. 1 EIWOG 2010). Die APG ist als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer verpflichtet, das Übertragungsnetz sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben sowie auszubauen und zu erhalten (§ 40 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010). Insbesondere wird im Gesetz (§ 40 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010) auf das Erfordernis zur langfristigen Sicherstellung der Fähigkeit des Netzes zur

⁸ Die zitierten gesetzlichen Bestimmungen beziehen sich auf das Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr. 110/2010 i.d.F. Nr. 17/2021 und das Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) BGBl I Nr. 110/2010 i.d.F. Nr. 108/2017 erlassen werden. Der einfachen Lesbarkeit halber wird auf die Verweise der Landesausführungsgesetze verzichtet.

Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität abgestellt. Der Netzentwicklungsplan bzw. die Umsetzung der darin enthaltenen Projekte stellen somit die Voraussetzung für die zukünftige Gewährleistung einer hohen Netz- und Versorgungssicherheit im Stromsektor in Österreich dar.

Zusätzlich gelten neben den genannten gesetzlichen Aufgaben zusätzliche Verpflichtungen wie jene, die aus den europäischen Network Codes resultieren. Analog zu den Bestimmungen im EIWOG (bzw. den Technisch Organisatorischen Regeln [TOR]) zum sicheren Netzbetrieb sind in den Network Codes die Einhaltung technisch-organisatorischer Regeln für den sicheren Betrieb des europaweiten ENTSO-E-Netzes vereinbart.

1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber

1.3.1 Gesetzliche Grundlage des Netzentwicklungsplans

Durch die Neuerungen des § 37 Abs. 1 EIWOG 2010 – novelliert durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) vom 27.07.2021 (BGBl. I Nr. 150/2021) – wurde festgelegt, dass der Netzentwicklungsplan (NEP) alle zwei Jahre zu erstellen und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen ist. Als Grundlage dafür dienen insbesondere die vorliegenden Daten aus der Netzbetriebsführung, die Prognosen im Bereich von Erzeugung und Verbrauch sowie die energiewirtschaftlichen Entwicklungen und Szenarien (national und europäisch). Durch die Novelle ergibt sich ein stimmiger Rhythmus zwischen den europäischen (TYNDP: wird in den geraden Jahren veröffentlicht) und österreichischen Planungsdokumenten (NEP; Veröffentlichung in den ungeraden Jahren). Weiters kann damit das wechselseitige Zusammenspiel mit dem zugehörigen Szenarien-Building im TYNDP und mit dem NEP optimiert werden.

Gemäß § 37 Abs. 5 EIWOG 2010 hat der Übertragungsnetzbetreiber die Kohärenz mit dem integrierten Netzinfrastukturplan gemäß § 94 EAG und dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) zu berücksichtigen. Dies gelingt im NEP 2025 insbesondere mit der Integration der im ÖNIP 2024 identifizierten Strombedarfskorridore als fünf neue NEP-Leitungsprojekte (NEP 25-8 bis NEP 25-12) und zeigt damit ein Bild des zukünftigen APG-Übertragungsnetzes („Zielnetz 2040“). Die zeitliche Umsetzung kann einerseits an die Bedarfe und Szenarien (siehe Kapitel II&III) angepasst werden kann, und orientiert sich andererseits an den Genehmigungs- und Umsetzungszeitdauern von 380-kV-Leitungsprojekten.

1.3.2 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Die Ziele der Netzentwicklung gemäß § 37 Abs. 3 EIWOG 2010 sind insbesondere

- die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), sowie
- der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Strom-Binnenmarktes nachzukommen.

Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans werden von APG bestimmte Szenarien, Entwicklung von Erzeugung und des Verbrauchs sowie des Stromaustauschs (Importe und Exporte) mit den europäischen Ländern zugrunde gelegt (siehe Kapitel II&III). Basierend auf diesen Annahmen werden Marktsimulationen für die verschiedenen Szenarien durchgeführt und die Notwendigkeit der Netzausbauprojekte durch detaillierte Lastflussberechnungen identifiziert. Dabei werden für den jeweiligen Netzraum – ausgehend von IST-Belastungen und Planungsdatensätzen – auch Worst-Case-Datensätze erstellt. Notfallszenarien stellen dabei (n-1)- und (n-2)-Analysen der

Worst-Case-Datensätze dar. Damit wird das Netz entsprechend den gültigen Regeln auf (n-1)-Standards geplant, und relevante Doppelausfälle werden zusätzlich analysiert. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass im Netzbetrieb durch wartungsbedingte Abschaltungen (v.a. zwischen Frühjahr und Herbst) oder Nicht-Verfügbarkeiten von Netzelementen nicht immer alle Betriebsmittel zur Verfügung stehen, die (n-1)-Sicherheit jedoch trotzdem jederzeit eingehalten werden muss. Weiters kommt es bei Netzausbauprojekten zu umfangreichen Abschaltungen, die teilweise mehrjährige Nicht-Verfügbarkeiten einzelner Netzelemente nach sich ziehen. APG forciert diesbezüglich die erforderlichen Abschaltungen so weit wie möglich zu kombinieren und die jeweiligen Projekte und Maßnahmen zeitlich aufeinander abzustimmen.

Die Realisierung der Projekte des NEP und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten ist eine wesentliche Voraussetzung, um die bedeutenden betrieblichen, energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Vorteile einer leistungsfähigen Stromnetzinfrastruktur weiterhin zu lukrieren.

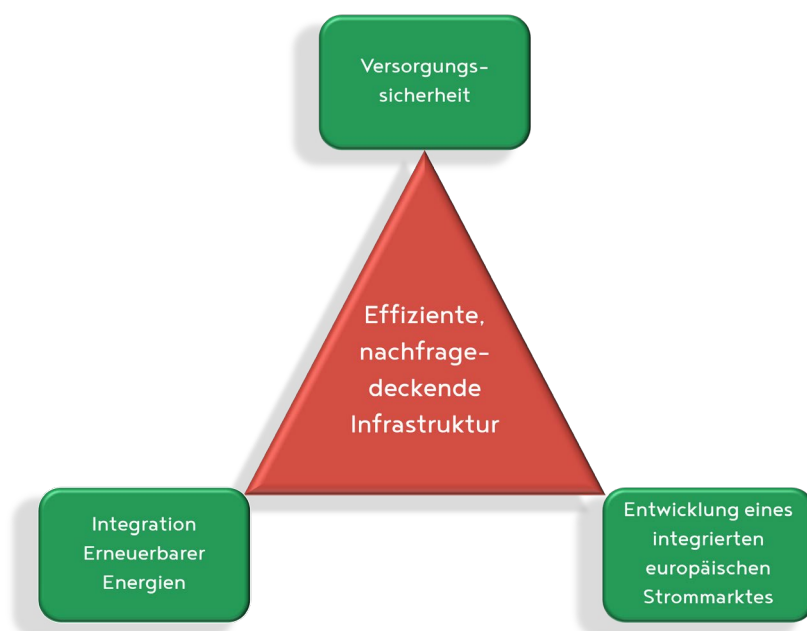


Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen und Einflüsse für Übertragungsnetze

Diese Anforderungen decken sich mit den europäischen Vorgaben bzw. Zielsetzungen (vgl. Abbildung 1). Die Projekte des Netzentwicklungsplans sind erforderlich, um die geforderte effiziente, nachfragedeckende Infrastruktur entsprechend den aktuellen bzw. absehbaren Entwicklungen zur Verfügung zu stellen. Deren Realisierung stellt eine wesentliche Voraussetzung dar, um die Versorgungs- und Systemsicherheit für elektrische Energie weiterhin jederzeit zu gewährleisten. Darüber hinaus werden die weitere Netzintegration der Erneuerbaren Energieträger (kurz: EE) durch die Energie- und Klimaziele der EU und Österreichs ermöglicht, sowie die Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes gefördert.

1.3.3 Kategorisierung der NEP-Projekte

APG kommt damit den gesetzlichen Forderungen nach, den Marktteilnehmern Angaben zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen. Jene Projekte in den ersten drei Jahren des genehmigten NEP sind dabei verpflichtend umzusetzen. Der vorliegende Netz-

entwicklungsplan 2025 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG in den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2026 bis 2035 und gibt einen weiterführenden Ausblick bis 2040. Diese Projekte lassen sich in folgende Kategorien unterteilen:

Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse

Diese Netzausbauprojekte v.a. der Netzebene 1 resultieren aus den energiewirtschaftlichen Entwicklungen und den damit einhergehenden Transportbedarfen und gehen einher mit den europäisch koordinierten Planungsaktivitäten des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E sowie dem österreichischen Netzinfrstrukturplan (ÖNIP 2024). Darüber hinaus stehen auch Projekte zur Netzerhaltung, wie insbesondere erforderliche Generalerneuerungen von Umspannwerken und Leitungen im nationalen Interesse.

Projekte zum Netzanschluss von Kunden

Auslöser für solche Projekte liegen v.a. in den entsprechenden lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen der Marktteilnehmer (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanschlüsse von Kraftwerken, EE-Einspeisungen, etc.). Entsprechend den Allgemeinen Netzbedingungen (ANB) der APG, veröffentlicht auf www.apg.at, ist der Bedarf an neuen oder zu erweiternden Netzanschlüssen bzw. Verbindungen an das Übertragungsnetz in Form einer Anfrage auf Netzanschluss, Netznutzung oder Netzkooperation an APG zu stellen. Folgende Netzbenutzergruppen sind hier zu unterscheiden:

- Verteilernetzbetreiber
- Erzeuger bzw. Kraftwerksbetreiber inkl. Batteriespeicher
- Verbraucher bzw. Kunden
- Projektwerber zu neuen Verbindungsleitungen gemäß Art. 63 VO (EU) 2019/943, kurz: „Merchant Lines“

Unter der Prämisse definierter und verbindlicher Bedingungen werden jene Projekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, für welche eine entsprechende Planungssicherheit und Projektreife bzw. nachvollziehbare und stabile Umsetzungsabsichten der Projektwerber und Kunden vorliegen.

Netzanschlussprojekte werden von APG gemäß der am 19.12.2024 durch die Energie-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen (ANB) der APG diskriminierungsfrei beurteilt. Die Anfrage eines Projektwerbers wird entsprechend dem Kalenderquartal ihres Einlangens bei der APG gemeinsam mit allen weiteren Anfragen auf Netzanschluss, die innerhalb desselben Kalenderquartals eingelangt sind, einer Netzverträglichkeitsprüfung unterzogen, um die Auswirkungen auf das Netz der APG zu beurteilen. Im Zuge dieser Netzverträglichkeitsprüfung findet auch eine Analyse konkurrierender Projekte statt (bis dato musste kein Projekt aus diesem Titel abgelehnt werden).

1.4 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Gemäß Studien des Institutes Economica sowie des Industriewirtschaftlichen Institutes profitiert die österreichische Wirtschaft durch die NEP-Investitionen in besonderem Maße, da die Wertschöpfung bei APG-Investitionen überdurchschnittlich hoch ist. Der unmittelbar im Inland wirksame Anteil an den gesamten Investitionen beträgt bis zu 86%. Durch diesen kommt es zu einer direkten, indirekten und induzierten Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung und somit zu einer Stärkung der österreichischen Wirtschaft.

Durch die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans 2025 wird eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrstruktur und die Basis für die Netz- und Systemsicherheit geschaffen. Diese bilden die Grundlage für eine

hohe Stromversorgungssicherheit und -qualität in Österreich und sind damit wesentliche Faktoren, um die hohe Attraktivität des heimischen Wirtschafts- und Lebensstandortes zu halten und zu fördern. Gerade in der aktuellen wirtschaftlichen Situation mit den hohen Inflationsraten und den geringen Wirtschaftswachstumsprognosen setzen diese Investitionen einen zusätzlichen Impuls für die heimische Wirtschaft. Darüber hinaus werden zu den genannten Vorteilen weitere volkswirtschaftliche Effekte erzielt:

- **Vermeidung von Engpässen und damit verbundenen Engpassmanagementkosten**

Engpässe im APG-Netz sind mit hohen (volkswirtschaftlichen) Kosten und mit Einbußen an Versorgungssicherheit verbunden (vgl. Kapitel 2.4&2.5). Durch die Realisierung der NEP-Projekte können bestehende Engpässe beseitigt bzw. prognostizierte möglichst vermieden werden. Damit wird ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleistet und Engpassmanagement (inkl. zugehörigen Kosten) eingespart. Zudem wird durch die Vermeidung von marktseitigem Engpassmanagement auch der freie Marktzugang für die Marktteilnehmer sichergestellt.

- **Erhöhung der Transportkapazitäten**

Durch die Ertüchtigungen sowie mit neuen Leitungen und Umspannwerke werden die Transportkapazität und Leistungsfähigkeit der Stromnetze und des Übertragungsnetzes gesteigert. Dies ermöglicht die Netzintegration der EE (v.a. Windkraft und PV, vgl. EAG) und neuer Kraftwerke (z.B. Pumpspeicher, Batteriespeicher, etc.) sowie die sichere Anbindung der 110-kV-Verteilernetze und von großindustriellen Verbrauchern.

- **Netzanbindung von Kraftwerken und Kunden**

Einige Projekte des NEP sind bedeutend für den Netzanschluss neuer Kraftwerke und Kunden (v.a. neue Übergabepunkte/Umspannwerke zu den Verteilernetzbetreibern sowie Anschluss von leistungsstarken Industriebetrieben). Ausreichende Erzeugungskapazitäten sind ein wichtiger Faktor für die Versorgungssicherheit und Bedarfsdeckung in Österreich. Zusätzliche Kraftwerke verhindern die Abhängigkeit von Stromimporten und beleben den Strommarkt. Weiters ermöglicht die leistungsfähige Anbindung der Pumpspeiche in den Alpen die effiziente Nutzung der EE durch Energiespeicherung. Zudem ist eine leistungsfähige Netzanbindung und sichere Stromversorgung von Industriebetrieben essenziell für den Wirtschaftsstandort.

- **Netzintegration der EE zur Erreichung der Klimaschutz- und Energieziele**

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur schafft die Möglichkeit zur Netzintegration der Erneuerbaren und ist damit eine Grundvoraussetzung für die Erreichung der Klimaschutz- und Energieziele (vgl. Kapitel II.C). Dadurch können CO₂-Emissionen aus weniger klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen verringert werden. Die Windkraftleistungen im Osten Österreichs speisen bereits heute großteils über 380/110-kV-Umspannwerke direkt in die 380-kV-Ebene von APG ein (!).

- **Schaffung eines europäischen Strommarktes inkl. überregionale EE-Stromtransporte**

Durch die stärkere europäische Vernetzung wird die österreichische Versorgungssicherheit verbessert sowie den Marktteilnehmern der Zugang zum europäischen Strommarkt ermöglicht. Darüber hinaus wird durch die Erhöhung der Transportkapazitäten der Zugang zu erneuerbaren Energiequellen in Europa und die Möglichkeit zum zeitlichen und räumlichen Austausch bzw. Ausgleich geschaffen. Dies kann unter anderem preisdämpfende Effekte auf die zuletzt insbesondere im Sommer angespannte Preissituation in der SEE-Region (South-East Europe) haben und ist insbesondere in Kombination mit Speicherung wichtig, da nicht an allen Orten in Europa zeitgleich optimale EE-Erzeugungsbedingungen vorliegen. Insgesamt ergänzen sich v.a. Windkraft und PV insofern, dass selten beide Erzeugungsformen gleichzeitig hohe Einspeiseleistungen erreichen. Dies zeigt sich auch in der fortschreitenden hybriden Nutzung von Netzanschlüssen durch Windparks und PV-Anlagen (vgl. NEP der Verteilernetzbetreiber).

- **Reduktion von Transportverlusten**

Durch die Umstellung von Leitungen auf höhere Spannungsebenen können bei gleichen Transportleistungen die Verluste deutlich reduziert werden. Dadurch werden ebenfalls CO₂-Emissionen eingespart und es sinken die Verlustenergiebeschaffungskosten.

1.5 Voraussetzungen für den Netzausbau

APG plant in den nächsten 10 Jahren umfangreiche Investitionen für die Modernisierung und den Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur. Damit werden die oben genannten Verpflichtungen erfüllt bzw. optimale Bedingungen für Österreich, die Menschen und Unternehmen geschaffen. Dies ist ein bedeutender Beitrag zur Sicherung der regionalen und überregionalen Wertschöpfung und des Wirtschaftsstandortes Österreich, aber auch für die sichere Stromversorgung für unser Land. Das wird durch das neue österreichische Regierungsprogramm 2025–2029 und durch neue Energiegesetze unterstützt:

- APG sieht das Bekenntnis der Bundesregierung zu den zwei zentralen Gesetzen EIWG und EABG sehr positiv und stimmt mit der Bundesregierung überein, dass die Umsetzung höchste Priorität hat.
- Weiters sieht APG der Weiterentwicklung des integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans (ÖNIP) mit der Synchronisierung des dezentralen Erneuerbaren-Ausbaus mit dem Netzausbau und zusätzlichen Speichern positiv entgegen.

1.6 Abgeschlossene Projekte des NEP 2023

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Projekte des NEP 2023, welche bis Frühjahr 2025 abgeschlossen wurden.

Proj. Nr.	Projektbezeichnung	Inbetriebnahme
20-1	UW Ernsthofen: Ausbau 6. 220/110-kV-Umspanner – Netz OÖ	Q2 / 2023
11-12	Reschenpassprojekt (neues UW Nauders 380/220-kV) – Staatsgrenze IT	Q4 / 2023
14-2	Neues 220-kV-Schaltwerk (SW) Weibern	Q4 / 2023
14-1	110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) – TINETZ	Q1 / 2025
21-3	UW Zaya: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner – Netz NÖ	Q1 / 2025
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg	Q1 / 2025
21-4	UW Wagenham: Ausbau und 2. 380/110-kV-Umspanner – Netz OÖ	Q1 / 2025

Tabelle 1: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2023

- Das NEP23-Projekt 21-1.b „Errichtung dritter 380/220-kV-Umspanner im UW Westtirol“ wird nun im NEP 2025 als Teil des Ersatzneubaus der 380-kV-Anlage UW Westtirol umgesetzt (Projekt 11-9) und wird nicht mehr als eigenes NEP-Projekt ausgewiesen.
- Das NEP23-Projekt 23-10 „Neues UW Lavanttal: 220/110-kV-Netzabstützung“ wird in das NEP25-Projekt 25-10 „380-kV-Leitung Hessenberg – Obersielach“ integriert und wird nicht mehr mit eigener Nummer ausgewiesen.
- Das NEP23-Projekt 23-14 „Neues UW Sachsenburg: 110/20-kV-Netzabstützung“ wird in das NEP-Projekt 11-14 „Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)“ integriert und wird nicht mehr mit eigener Nummer ausgewiesen.
- Zudem wurde das Projekt 14-4 „UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe – Netzanschluss Windkraft“ vom Projektwerber zurückgezogen und ist nicht mehr im NEP25.

2. Netzentwicklung für das Übertragungsnetz der APG

Durch den liberalisierten Strommarkt und den damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind die Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraftwerkseinsatz, neue Stromanwendungen, Kraftwerksprojekte und der massive EE-Ausbau führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und Engpässen. Für die Gewährleistung der zukünftigen Netz- und Systemsicherheit, Versorgungssicherheit sowie als Voraussetzung für die Energiewende und die Dekarbonisierung der Industrie sind die Netzausbauprojekte des NEP unbedingt erforderlich.

2.1 Das APG-Übertragungsnetz

Mit einer Trassenlänge von rund 3.500 Kilometern und den darauf verlaufenden Leitungen mit einer Gesamtlänge von fast 7.000 System-km bildet das Übertragungsnetz der APG das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung (siehe Abbildung 2). APG ist als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber für die Netz- und Systemsicherheit in Österreich verantwortlich.

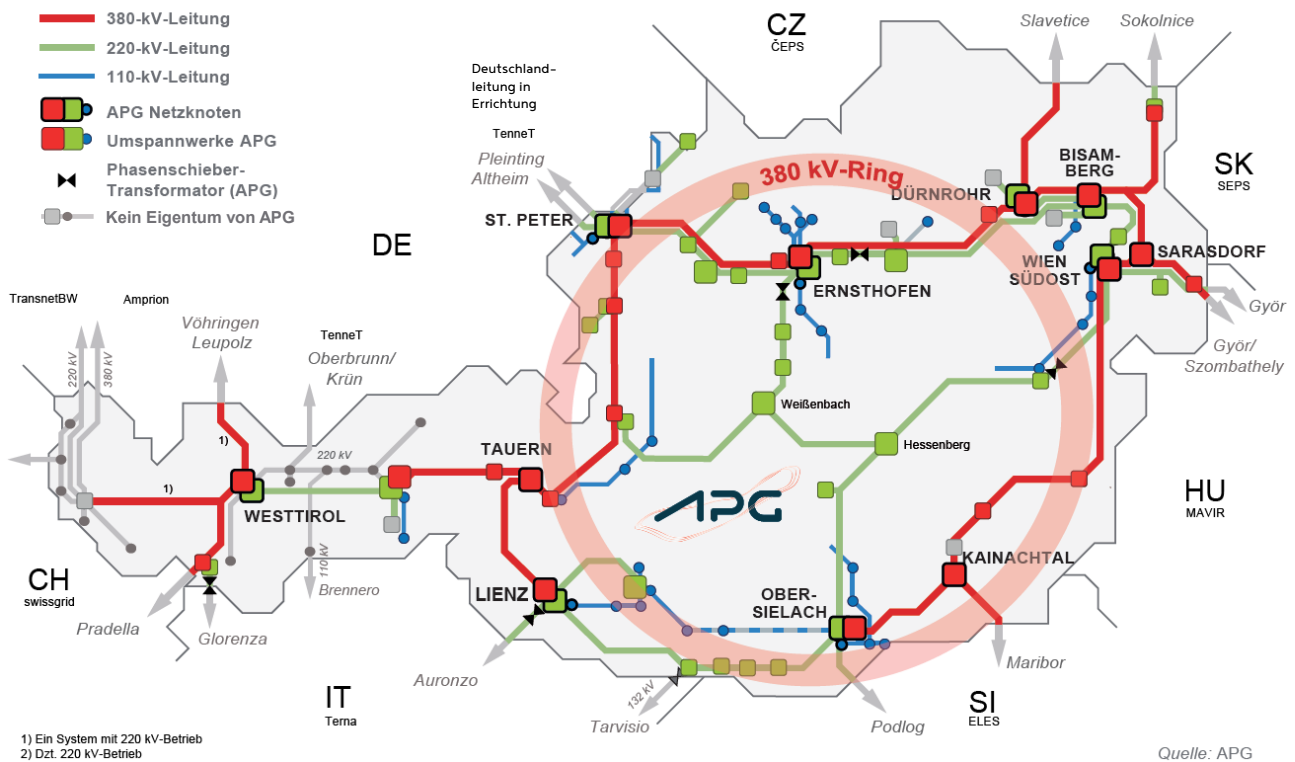


Abbildung 2: Das österreichische Übertragungsnetz

Mit dem Ziel zur Steigerung der Versorgungssicherheit wurde aus den einzelnen nationalen Netzen über die vergangenen Jahrzehnte des vorigen Jahrhunderts ein großes zusammenhängendes europäisches Netzsystem gebildet, das Übertragungsnetz der ENTSO-E. Die nationalen Übertragungsnetze sind dabei über Kuppelleitungen miteinander verbunden und werden in Zentraleuropa synchron – das heißt mit gleicher Netzfrequenz von 50 Hz – und zusammen betrieben. Das APG-Übertragungsnetz ist damit Teil des ENTSO-E-Übertragungsnetzes. Über die Kuppelleitungen haben die Marktteilnehmer Zugang zum europäischen Strommarkt, und es können Importe und Exporte abgewickelt werden. Im internationalen Vergleich fällt auf, dass in Österreich noch kein durchgängig zusammenhängendes 380-kV-Netz realisiert ist. Es liegen Lücken an den 380-kV-Verbindungen im Süden Österreichs und im Bereich des Inntrales vor.

2.2 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen

Der Kraftwerkseinsatz in Europa wird über Börsengeschäfte, über bilaterale Geschäfte zwischen Bilanzgruppen und Stromhändlern sowie über lang- und kurzfristige Lieferverträge bestimmt. Der internationale Stromhandel beeinflusst die Import- und Exportszenarien und damit die Netzbelastungen in den Übertragungsnetzen in einem immer größeren Ausmaß. Zudem nimmt die Volatilität durch die immer kurzfristigeren Handelsgeschäfte in Kombination mit den zunehmenden EE-Einspeisungen weiter zu.

Der Stromverbrauch hingegen hängt stark von wirtschaftlichen Entwicklungen und demographischen Veränderungen in den jeweiligen Regionen ab und war bis zu den Jahren vor der Wirtschaftskrise von hohen Zuwachsraten gekennzeichnet. Zunehmende Maßnahmen zur Effizienzsteigerung wirken den hohen Steigerungsraten entgegen, dennoch sind zukünftig insgesamt weitere Steigerungen des Stromverbrauches zu erwarten. Dies insbesondere durch Verlagerungen anderer Sektoren in strombasierte Prozesse (z.B. E-Mobilität, Industrie & Gewerbe, Datacenter und auch zunehmende Anwendungen im Haushaltsbereich wie Wärmepumpen, etc.). Auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom wird den Stromverbrauch zukünftig insgesamt erhöhen.

2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger

Aufgrund der nicht ständigen Verfügbarkeit der „neuen“ EE (v.a. PV und Windkraft sowie weitere Ausbauten der Wasserkraft) ist für das Erreichen eines bestimmten Anteils am Endenergieverbrauch ein entsprechend hoher Anteil an EE-Leistung nötig. Um dies zu illustrieren, zeigt Abbildung 3 im linken Diagramm die Dauerlinien (d.h. die sortierten Erzeugungsleistungen eines Jahres) von über den Osten Österreichs verteilten Windparks und über Gesamtösterreich verteilte PV-Anlage im Vergleich zu einem Laufkraftwerk an der Donau mit denselben jährlichen Erzeugungsmengen elektrischer Energie (vgl. rechtes Diagramm „Jahreserzeugung“; entspricht der Fläche unter den Leistungs-Dauerlinien). Die strichlierten Linien stellen die gesamte installierte Leistung der jeweiligen Erzeugungsform dar. Da die PV-Anlagen auf ganz Österreich verteilt sind und die Sonneneinstrahlung regional unterschiedlich ausfällt, kann das volle Potenzial der installierten Leistung nicht ausgeschöpft werden.

Während das Laufwasserkraftwerk an der Donau über 5.000 Volllaststunden pro Jahr erreicht, betragen diese für den betrachteten Windpark nur rd. 2.200 und für die über Österreich verteilten PV-Anlagen 1.200 Stunden pro Jahr. Demnach ist für dieselbe im Jahr erzeugte Energiemenge mehr als die doppelte installierte Anlagenleistung für den Windpark und mehr als die vierfache (!) installierte Anlagenleistung für PV erforderlich. Bei Vorliegen von günstigen Bedingungen – d.h. Hochdruckwetterlagen mit intensivem Sonnenschein – speisen sinngemäß alle PV-Anlagen gleichzeitig in die Stromnetze ein und verursachen sehr hohe Netzbelastungen. Sofern (zukünftig) nicht durch Speicher- und Flexibilitätsmaßnahmen dem entgegengewirkt wird, sind die Stromnetze auf diese Spitzenleistungen bzw. Leistungsspitzen auszulegen (und nicht auf (transportierte) Energiemengen). In den aktuellen Szenarien des TYNDP NT 2040 wird dabei von 30 GW installierter PV-Anlagenleistung und 16 GW Windkraftleistung ausgegangen (!) – siehe auch Abbildung iii.

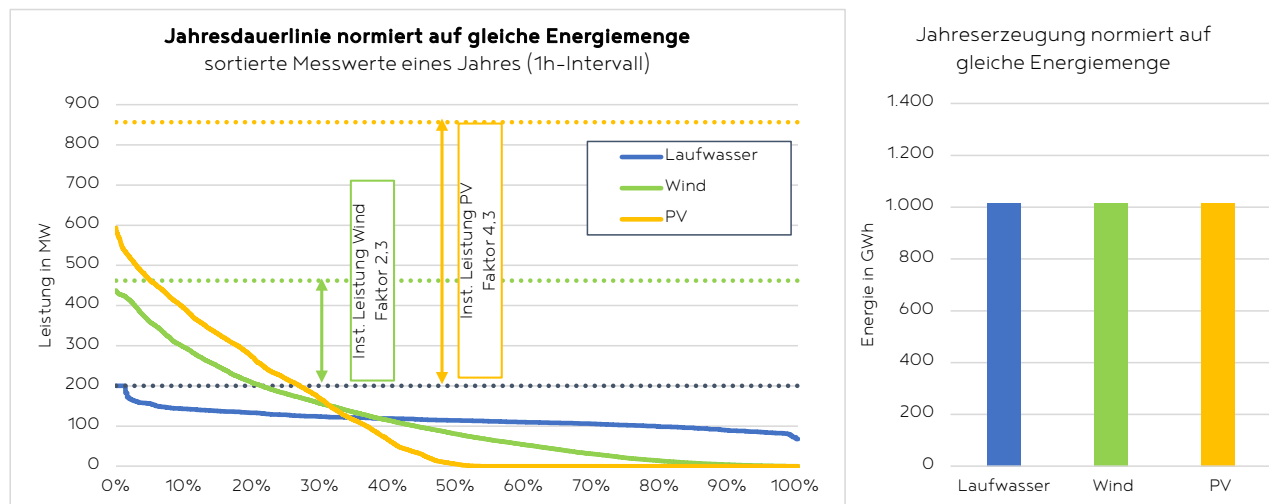


Abbildung 3: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie (Leistung) und Regelarbeitsvermögen (Energie)

Die Standorte der EE-Anlagen – die mit Ausnahme von kleinen regionalen Anlagen von ihrer Erzeugungskapazität her immer mehr als Großkraftwerke einzustufen sind (insbesondere bei Windparks und zukünftigen großen PV-Freiflächenanlagen) – orientieren sich meist nicht an der Nähe zu Verbraucherzentren. Die Standorte ergeben sich an dargebotsgünstigen Orten, die möglichst hohe Erzeugungsausbeuten (z.B. Winddargebot) bieten. Gemeinsam mit den Standorten konventioneller Kraftwerke und deren Einsatz nach betriebs- bzw. marktwirtschaftlichen Kriterien erhöhen sich die Distanzen und Transportbedarfe zwischen der Stromerzeugung und den Verbrauchszentren zunehmend. Es kommt damit zu einem räumlichen Auseinanderdriften von Erzeugung und Verbrauch.

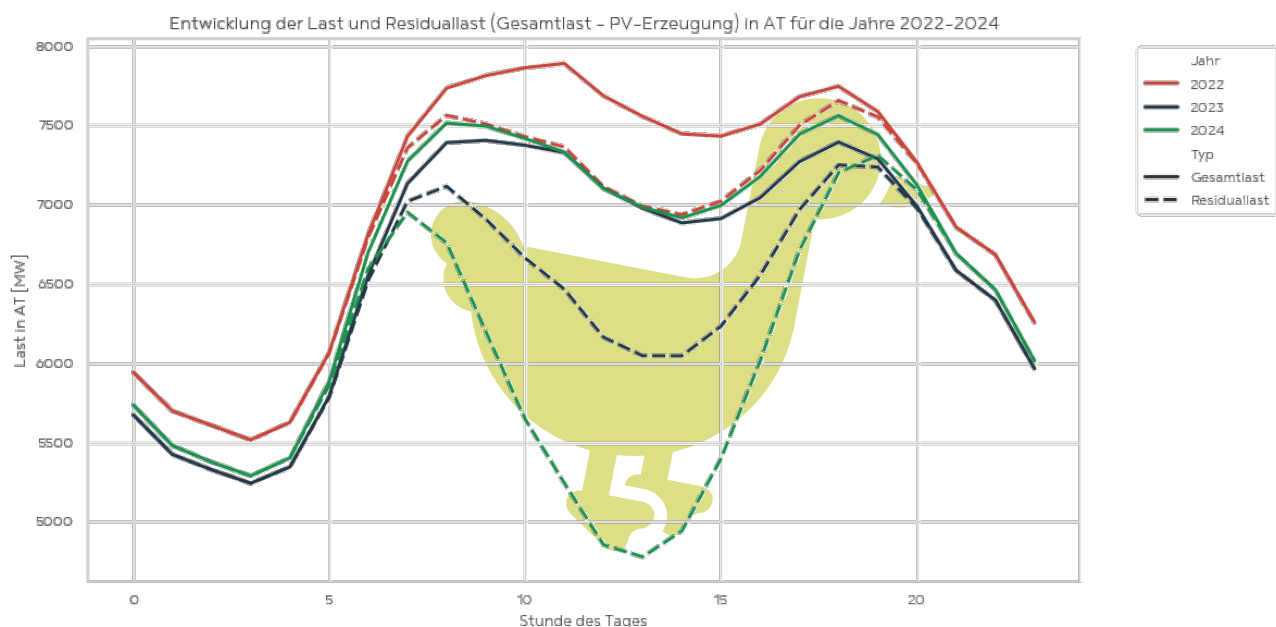


Abbildung 4: Veränderung der Residuallast durch PV-Ausbau („Duck Curve“) in AT (Quelle: eigene Daten)

Der Verbrauch von elektrischer Energie lässt sich in Form von Lastprofilen und Tagesganglinien darstellen. Bis vor einigen Jahren waren diese Profile durch einen Anstieg am Morgen, einer Mittags- und Abendspitze und der Minimallast in der Nacht geprägt. Durch den enormen Ausbau von PV-Anlagen hat sich die Form geändert, sodass die für das Netz wirksame Residuallast (Verbrauch abzüglich EE-Erzeugung) nun der Form einer abstrakten „Ente“

folgt, der sog. „Duck Curve“. Durch die PV-Erzeugung, welche mit Sonnenaufgang startet und zu Mittag ihr Maximum erreicht, wird die Mittagslastspitze zunehmend kompensiert bzw. fällt diese weg. Je mehr PV-Leistung dezentral in die Netze einspeist, desto geringer wird der Netzbezug zur Mittagszeit (Abbildung 4 veranschaulicht dieses Phänomen). Die dargestellten Ganglinien zeigen den durchschnittlichen Verlauf der Netzlast (Netzbezug) und Residuallast über den Tagesverlauf, basierend auf dem Jahresmittelwert jeder Stunde. Zur besseren Veranschaulichung wurde in dieser Darstellung die Residuallast als Differenz zwischen Last und Photovoltaik-Erzeugung dargestellt. Setzt sich dieser Trend fort, entsteht ein charakteristisches Lastprofil, das aufgrund seiner Form als „Canyon Curve“ bezeichnet wird – benannt nach der Ähnlichkeit mit einer tief eingeschnittenen Schlucht. Diese hat neben den netztechnischen Auswirkungen massive Auswirkungen auf den Strommarkt und die Börsenpreise. Bei einem Stromüberangebot aus PV-Produktion zur Mittagszeit liegen zunehmend extrem niedrige und immer öfter auch negative (!) Strompreise vor. Negative Strompreise bedeuten, dass einerseits für die Abnahme der Überproduktion Geld bezahlt wird, aber auch andererseits, dass andere Kraftwerke ihren Betrieb einstellen (d.h. Laufkraftwerke und Windparks stellen ab und kaufen die „fehlenden“ Strommengen über die Strombörsen zu negativen Preisen zu) – dies wird auch als „Marktverwerfungen“ bezeichnet.

Der weltweite Ausbau erneuerbarer Energien zeigt dennoch einen bemerkenswerten Fortschritt, da immer mehr Länder auf nachhaltige Energiequellen setzen, um ihre Klimaziele zu erreichen. Die installierte Gesamtleistung aus erneuerbaren Energien stieg weltweit von 3.609 GW im Jahr 2022 auf 4.244 GW im Jahr 2023. Photovoltaik konnte ihre Leistung im selben Zeitraum von 1.149 GW auf 1.611 GW erhöhen. Auch die Windkraft verzeichnete einen Anstieg, von 898 GW auf 991 GW (vgl. Renewable Energy Progress Tracker, International Energy Agency). Besonders bei der Photovoltaik wird in den kommenden Jahren ein starkes Wachstum vorliegen.

2.4 Weitere energiewirtschaftliche Einflussfaktoren

Als weitere energiewirtschaftliche Einflüsse auf die Netzentwicklung und Netzplanung sind im Detail zu nennen:

- **Energiepolitische Herausforderungen**

Die Anpassung der österreichischen Energiepolitik an die EU-Vorgaben und die ambitionierten Klimaziele stellt eine große Herausforderung dar. Mit der EU-Verordnung 2022/2577 („Notfall-VO“) und der Richtlinie 2023/2413 („RED III“) sollen Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energieprojekte beschleunigt und vereinfacht werden. Zur nationalen Umsetzung plant Österreich das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG), das insbesondere den Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen fördern soll. Darüber hinaus wird das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) überarbeitet, um den Strommarkt zu modernisieren, die EE-Integration zu verbessern und die Versorgungssicherheit weiter zu erhöhen.

- **Forcierter Ausbau der erneuerbaren Energieträger (EE) in Europa**

Die Dynamik des EE-Ausbaus ist sehr progressiv. Z.B. wurde die Windkraft in Europa von 255 GW in 2022 auf 285 GW in 2024 ausgebaut. Bis zum Jahr 2030 wird ein weiterer Ausbau auf bis zu 450 GW erwartet (vgl. Wind Energy in Europe 2024, Wind Europe). Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich im Bereich der PV. In den Jahren 2023 und 2024 wurden in der EU jeweils rd. 65 GW neu installiert, wodurch die kumulierte Leistung auf insgesamt 338 GW anstieg (vgl. EU Market Outlook for Solar Power, 2024–2028, Solar Power Europe).

- **Internationaler und europäischer Einfluss**

Energiewirtschaftliche Entwicklungen im europäischen Umfeld (Aufbringungs- und Marktentwicklungen), Veränderung der Import-Export-Muster, Entstehen von Export- und Importregionen, zeitliche und räumliche

Zusammenhänge inkl. Speicherbedarfe der EE sowie auch Veränderungen und Ausbauten der Übertragungsnetze der ENTSO-E-Partner.

- **Nachfrageseite national**

Demographische und wirtschaftliche Entwicklungen, regionale Verbrauchsentwicklung in Österreich, Entwicklungen der Sektoren Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen, leistungsintensive Industriezweige (z.B. Stahl-/Aluminium-Industrie, Papierindustrie, Anlagenbau etc.) sowie zusätzlich vermehrter Übergang auf Strombasierte Anwendungen, E-Mobilität, Industrie und im Haushaltsbereich (z.B. Wärmepumpen) wird trotz Effizienzmaßnahmen weitere Steigerungen des Stromverbrauches generieren.

- **Aufbringungsseite national**

Starke Veränderungen des Kraftwerksparks (v.a. neue Windparks, PV und Erneuerbare, vgl. EAG; neue Pumpspeicher versus Konservierung und Stilllegung von thermischen Kraftwerken), Entwicklung der Primärenergieträger, Strom- und CO₂-Preise, marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz etc. Vergleiche dazu auch die Szenarien in Kapitel III.

- **Aktuelle und zukünftige Entwicklungen und Technologien**

Die aktuell massivste Entwicklung scheint im Bereich der Batteriespeicher vorzuliegen. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber melden zum Jahreswechsel 2024/2025 mehr als 650 Anfragen mit einem Leistungsvolumen für Batteriespeicher von insgesamt 226 GW⁹. Auch in den Verteilernetzen häufen sich entsprechende Projekte. In Österreich wird für das Jahr 2030 mit einer installierten Batterie-Speicherkapazität von etwa 2,5 GW im Verteilernetz gerechnet. Bei APG sind im ersten Quartal 2025 zahlreiche Anschlussanfragen für größere Speicherprojekte eingegangen (Größenordnung je 200–300 MW). Viele dieser Vorhaben befinden sich noch in einer frühen Planungsphase. Die E-Control hat auf diese Dynamik mit einem Diskussionspapier, das grundlegende Fragestellungen rund um Speicher und Hybridanlagen behandelt, reagiert.

- **Grüner Strom in Österreich**

Der Anteil erneuerbarer Energien am österreichischen Strommix nahm weiter zu. Zwischen 2022 und 2024 erhöhte sich der Anteil des in Österreich aus erneuerbaren Quellen erzeugten Stroms deutlich von 78,4% auf 89,3%. Die Wasserkraft blieb mit einem Anteil von rd. 60% die dominierende Technologie, gefolgt von Windkraft (15,4%) und PV (9,6%). Besonders stark legten v.a. PV und Windkraft in der Stromerzeugung zu: Die Windkraft steigerte sich von 7,19 auf 9,37 TWh und die PV wuchs von 0,98 auf 5,85 TWh innerhalb von zwei Jahren. Dem gegenüber verringerte sich der fossile Anteil markant – die Stromerzeugung aus Erdgas sank von 10,15 auf 6,15 TWh.

2.5 Engpassmanagement und Netzreserve zur Sicherstellung des Netz- und Systembetriebes

Die Gewährleistung der System- und Versorgungssicherheit ist sowohl für jeden Betrieb (Industrie, Gewerbe und Dienstleister) und jeden Haushalt, als auch gesamthaft für den Wirtschaftsstandort Österreich von größter Bedeutung. Der Erfolg der Energiewende wird an einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung gemessen, welche in der aktuellen Transitionsphase nur mittels gesichert verfügbarer flexibler Kraftwerke sowie Aggregatoren und Verbrauchern (Lasten) zur Beseitigung von Netzengpässen gewährleistet werden kann. Der konkrete Bedarf an

⁹ <https://www.pv-magazine.de/2025/01/13/uebertragungsnetzbetreibern-liegen-zum-jahreswechsel-650-anschlussanfragen-fuer-grosse-batterie-speicher-mit-226-gigawatt-vor/>

verfügbarer flexibler Leistung wird von APG gemäß gesetzlichen Vorgaben (§ 23a Abs.2 EIWOG 2010) jährlich mit der Systemanalyse evaluiert. Unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken wird dann der zu sichernde Bedarf an flexibler Leistung, d.h. die **Netzreserveleistung**, ermittelt.

2.5.1 Hintergrund und aktuelle Situation

Die Netzreserve ist bereits seit mehreren Jahren eine essenzielle Grundvoraussetzung, um einen stabilen und sicheren Netz- und Systembetrieb und damit die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten. Der Umbau des Stromsystems hin zu 100% EE und die verstärkte Nutzung internationaler Handelskapazitäten (vgl. Abschnitt 2.6.2, 70%-Forderung gemäß CEP) haben für Österreich zufolge, dass der Bedarf an flexible einsetzbaren Leistungen zur Engpass-Beseitigung in den nächsten Jahren sehr hoch bleibt, wenn der dringend erforderliche Netzausbau nicht entsprechend rasch umgesetzt werden kann.

Die thermischen Kraftwerke haben sich in Österreich in den letzten Jahren aus wirtschaftlichen Gründen vielfach aus dem Markt zurückgezogen und planen Konservierungen bzw. Stilllegungen. Die Folge daraus ist ein deutliches Defizit an flexibler Kraftwerks- und Erzeugungsleistung im Osten Österreichs (sofern nicht durch EE, z.B. Windkraft gedeckt), welches oft durch hohe Importe aus den westlich gelegenen Ländern (v.a. Deutschland) gedeckt wird. Dies wird durch einen zeitweisen hohen Strombezug/-bedarf der süd-östlichen Nachbarländer zusätzlich verschärft, wodurch das APG-Übertragungsnetz zunehmend an und über seine Belastungsgrenzen kommt.

Die resultierenden Stromflüsse führen zu (n-1)-Verletzungen bzw. Überlastungen im APG-Netz und können kurzfristig nur durch Engpassmanagement („Redispatch“) gelöst werden. Um die kurzfristige Verfügbarkeit von Leistungen für Engpassmanagement sicherzustellen, werden seitens APG in Abstimmung mit E-Control flexible Erzeuger und Verbraucher als Netzreserve kontrahiert. Diese Netzreserveleistung wird regelmäßig zur Beseitigung von Netzengpässen eingesetzt. **Zur Aufrechterhaltung des Systembetriebes und der Versorgungssicherheit ist der Einsatz der Netzreserveleistung im österreichischen Übertragungsnetz mittlerweile unabdingbar. Nachhaltig können strukturelle Engpässe im APG-Übertragungsnetz jedoch nur durch Netzausbau und mit den NEP-Projekten verringert werden.**

2.5.2 Steigender Bedarf an Engpassmanagement und („Redispatch“-)Kosten

Im APG-Übertragungsnetz treten zunehmend kritische Netzbelastungen und (n-1)-Verletzungen auf, die nur durch Engpassmanagement („Redispatch“) und mit der Netzreserveleistung beherrscht werden können.

- In den vergangenen Jahren (2019 bis 2024) waren der Einsatz von **Redispatch** bzw. von **Netzreserveleistung** an **bis zu 268 Tagen pro Jahr** erforderlich (!).
- Die damit verbundenen **Kosten** betrugen in den letzten Jahren (2019 bis 2024) **zwischen 84 MEUR und 147 MEUR**. Diese Kosten sind Teil der Netzkosten der APG und von den Netzkunden zu tragen (!).

2.6 Europäische und energiewirtschaftliche Einflüsse

Steigende Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur (z.B. durch die Netzintegration von EE, erhöhte Transportanforderungen, regional steigender Stromverbrauch) ergeben sich aufgrund nationaler Einflüsse der Verbrauchs- und Erzeugungsentwicklung und Entwicklungen im europäischen Umfeld. Folgende Einflussfaktoren sind zu berücksichtigen.

2.6.1 Europäische Marktintegration auf Basis verbindlicher Guidelines

Infolge des 3. Energiebinnenmarkt-Pakets der Europäischen Kommission sind weitere für den Stromhandel relevante Guidelines entstanden. Diese Guidelines fordern eine immer stärkere horizontale Integration der Märkte. Sie definieren und harmonisieren zahlreiche Regelungen im Bereich der Marktintegration und bilden somit die Grundlage für einen effizienten und europaweit integrierten Strombinnenmarkt. Als rechtlich verbindliche EU-Verordnungen sind diese Guidelines unmittelbar in jedem EU-Mitgliedsstaat gültig. Sie bzw. ihre nachgelagerten Rechtsakte beinhalten zahlreiche Verpflichtungen für Übertragungsnetzbetreiber und auch der Strombörsen, welche innerhalb festgelegter Fristen umzusetzen sind. Hervorzuheben sind hierbei vor allem die Guidelines CACM (Capacity Allocation & Congestion Management) sowie FCA (Forward Capacity Allocation).

Die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben hat bereits vor über 15 Jahren begonnen. Aufgrund des Umfangs, der Komplexität und auch der Weiterentwicklung der Vorgaben, ist die Marktintegration eine weiter andauernde Herausforderung. Zu den bereits umgesetzten Maßnahmen gehören unter anderem die europäischen Verfahren und Plattformen, die mittlerweile die Großhandelsstrommärkte aller direkt verbundenen EU-Länder koppeln und funktional stetig erweitert werden. Im Rahmen der hierfür zuständigen europäischen Kooperationen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und ggf. Strombörsen engagiert sich APG weiterhin für eine systemdienliche Weiterentwicklung der relevanten Marktprozesse.

Die immer stärkere Integration und Weiterentwicklung in allen Marktsegmenten trägt dazu bei die weiterhin steigende Stromerzeugung aus EE effizient und grenzüberschreitend nutzen zu können, erhöht jedoch auch die Komplexität des Gesamtsystems. Sie führt außerdem zu einer steigenden internationalen Handelsaktivität, insbesondere im Kurzfristbereich, also z.B. Intraday bis unmittelbar vor dem Lieferzeitpunkt. Diese Entwicklungen ziehen höhere und stärker schwankende internationale Stromflüsse in Europa nach sich, die zudem immer schwieriger bzw. mit steigendem Aufwand (und auch kurzfristiger und schneller) prognostiziert werden müssen.

2.6.2 Clean Energy for all Europeans Package (CEP)

Mit dem CEP verabschiedete die Europäischen Union im Jahr 2019 ein umfassendes Update des energiepolitischen Rahmens in Form eines Gesetzespaketes, welches insbesondere auf die Erreichung der Energie- und Klimaziele der EU hinsichtlich einer Reduktion der Treibhausgasemissionen abzielt. Dieses Paket enthält unter anderem auch neue Vorgaben für die Nutzung der europäischen Übertragungsnetze. Gemäß Artikel 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt – als Teil des CEP – sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ab 1.1.2020 einen Mindestwert von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen. In einer am 9.8.2019 veröffentlichten Recommendation der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) wird zudem detaillierter auf die Frage eingegangen wie die 70% berechnet werden.

- **Folgen aus CEP: temporäre Freistellung, Hot Spot-Bericht und Aktionsplan des (ehem.) BMK**

Neben den dynamischen Veränderungen der energiewirtschaftlichen Bedingungen steigen durch diese neuen europäischen Vorgaben die Anforderungen an die Übertragungsnetze und die operativen Systeme maßgeblich. Wie zahlreiche andere europäische Übertragungsnetzbetreiber hat APG aufgrund der absehbaren Risiken für den sicheren Netzbetrieb sowie der noch nicht vollständig implementierten Methoden eine temporäre Freistellung von der 70%-Vorgabe für 2025 in der Kapazitätsberechnungsregion Core ("CCR Core") beantragt¹⁰. Diese wurde durch E-Control in Koordination mit den maßgeblichen Regulierungsbehörden im europäischen Umfeld genehmigt¹¹.

¹⁰ [APG Request for Derogation for CORE Region 2025 \(Englische Version\) – Austrian Power Grid](#)

¹¹ [55bf1cad-f683-9b00-f023-d61054dc0995](#)

APG und VÜN haben zudem die Auswirkungen einer unmittelbaren Umsetzung der 70%-Vorgabe auf das österreichische Übertragungsnetz umfassend untersucht. Die Ergebnisse dazu wurden im „Hotspot Bericht“¹² zusammengefasst, welcher von E-Control per Bescheid¹³ angenommen wurde. Demgemäß käme es bei unmittelbarer Umsetzung der 70%-Vorgabe zu einer deutlichen Erhöhung der Netzbelastungen und strukturellen Engpässe im gesamten österreichischen Übertragungsnetz. Österreich – vertreten durch das ehem. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) – hat daher im Rahmen der Umsetzung der Verordnung 2019/943 Ende 2020 einen **Aktionsplan**¹⁴ gemäß Artikel 15 dieser Verordnung erlassen.

Der Aktionsplan zielt auf eine schrittweise Umsetzung der 70%-Vorgabe bis Ende 2025 ab. Er legt hierfür einen linearen Verlauf („Trajektorie“) fest, anhand welchem die grenzüberschreitenden Kapazitäten jährlich zu steigern sind, sodass Ende 2025 das 70%-Ziel gemäß Verordnung der EC bzw. wie gesetzlich gefordert erreicht wird. Die für 2025 vorgesehene Mindestkapazität beträgt dabei bereits 59,7 %. Um diese schrittweise Anhebung der Kapazitäten für grenzüberschreitenden Handel zu erreichen, enthält der Aktionsplan wichtige Maßnahmen zur Reduzierung bzw. Lösung struktureller Engpässe. **Neben der umfassenden Weiterentwicklung des Engpassmanagements und dem optimierten Betrieb der Netzinfrastruktur nehmen insbesondere die Netzausbauprojekte des NEP eine wesentliche Schlüsselrolle ein, um die nötigen Netzkapazitäten zu erhöhen und zur Verfügung zu stellen.** Die Netzausbauprojekte des NEP sind damit auch wichtige Voraussetzung, um einen höheren grenzüberschreitenden Stromhandel insbesondere Richtung SEE-Region zu ermöglichen.

- **Konsequenzen für den NEP 2025**

APG hat die Vorgaben des CEP hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Netzausbauplanung und den NEP umfassend geprüft. Aufgrund der sich ändernden energiewirtschaftlichen Bedingungen in Europa mit dem massiven EE-Ausbau und der 70%-Vorgabe aus dem CEP ist von einem zusätzlichen Stromtransportbedarf auszugehen. Kritische Netzbelastungen und Netzengpässe werden dadurch maßgeblich verschärft. Grundsätzlich ist die Robustheit und Wirksamkeit der NEP-Projekte durch die Vielzahl von Analysen in der Vergangenheit bestätigt und verifiziert (vgl. v.a. TYNDP von ENTSO-E, etc.).

Aufbauend auf dem NEP 2023 und dem Aktionsplan haben die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber die relevanten Einflüsse geprüft und die aktualisierte Planung der Projekte im NEP 2025 sowie die Netzausbaumaßnahmen darauf abgestellt. Insbesondere und unter Berücksichtigung des kurzen verfügbaren Zeitraumes bis Ende 2025 für die 70%-Vorgabe des CEP wurden bereits früher nötige Netzausbaumaßnahmen entwickelt – siehe dazu Projekt NEP 21-1 (siehe Abschnitt 4.5.2). Diese wurden mit umfangreichen Analysen und mit year-around (Markt-)Simulationsrechnungen und Netzberechnungen von APG entwickelt.

2.6.3 Europäische Initiativen im Energiebereich

Die neue EU-Kommission (im Amt seit 1. Dezember 2024) hat zahlreiche Initiativen für ihre Amtszeit angekündigt. Der Fokus liegt dabei vor allem auf der Wettbewerbsfähigkeit Europas, wobei hier der Energiebereich eine besonders wichtige Rolle spielt.

¹²<https://www.e-control.at/documents/1785851/O/Beilage+1+-+Hotspot+Bericht+gem+Art+14+Abs+7+EU-VO.pdf/cc107b19-4ad5-2404-1521-4afe3f268f1f?t=1601447284360>

¹³https://www.e-control.at/documents/1785851/O/V+ELBM+03_20+Bescheid_Hot+Spot+Bericht+Art+14_7+final+1vO+20200922.pdf/359d1d42-2441-OdaO-63ba-8bd563cca3ef?t=1601447251935

¹⁴[Aktionsplan](#)

Clean Industrial Deal (CID)

Im “Clean Industrial Deal” (CID) legt die Kommission einen nicht-legislativen Plan für eine wettbewerbsfähigere und klimafreundliche Industrie in Europa vor. Im Fokus sind energieintensive Industrien und grüne Technologien. Ein wesentlicher Bestandteil des CID ist der Zugang zu erschwinglicher (leistbarer) Energie. Unter anderem werden die unzureichende Netzinfrastruktur und begrenzte Systemintegration als Probleme identifiziert. Als Ziele werden die Senkung der Energiepreise, die Beschleunigung der Elektrifizierung und der Umstieg auf saubere, erzeugte Energie definiert. Schnellerer Netzausbau und die Modernisierung der Infrastruktur stellen wichtige Forderungen im CID dar.

Aktionsplan für erschwingliche (leistbare) Energie

Der Aktionsplan der Europäischen Kommission für erschwingliche Energie zielt darauf ab, erschwingliche, effiziente und saubere Energie für alle Menschen in Europa zu sichern. Der Plan zielt auf Wachstum, Investitionen und Dekarbonisierung ab, um die Energiekosten zu senken und ein zuverlässiges Energiesystem zu sichern. Um eine der identifizierten Maßnahmen – die Senkung der Kosten der Elektrizitätsversorgung zu erreichen – werden gezielte Schritte für schnellere Genehmigungsverfahren im Bereich von Energieinfrastrukturen, dem Ausbau dieser sowie die Erhöhung von Flexibilitäten vorgeschlagen.

Grid Action Plan & European Grid Package

Eine der wichtigsten Ankündigungen der Europäischen Kommission ist das sogenannte “European Grid Package”, welches Q4/2025 veröffentlicht werden soll. Es soll die Maßnahmen aus dem “Aktionsplan für Netze” welcher im November 2023 veröffentlicht wurde in ein Gesetz überführen. Die wichtigsten Maßnahmen umfassen eine weitere Koordinierung der langfristigen Netzplanung, die Einführung eines unterstützenden Regulierungsrahmen für den Netzausbau, Anreize für effizientere Nutzung bestehender Netze, verbesserter Zugang zu Finanzmitteln für den Netzausbau, Gewährleistung schnellerer und effizienter Genehmigungsverfahren, sowie die Stärkung der Liefer- und Versorgungsketten. Dieses Paket ist eines der zentralen Strukturinitiativen der Kommission und zeigt das Bewusstsein für die Engpässe beim Netzausbau bzw. den zu langen Umsetzungsdauern.

Umfassende Reform des EU-Strommarkts

Im Juni 2025 trat die letzte Strommarktreform in Kraft, welche durch die Preiskrise im Jahr 2022 ausgelöst wurde. Diese brachte Änderungen hinsichtlich Volatilität und Flexibilitäten (z.B. ein neues Flexibility Needs Assessment) und eine Stärkung der Langfristmärkte im europäischen Strommarkt (CfDs, PPAs, etc.).

2.6.4 Europäischer Rechnungshof drängt auf schnellen Netzausbau

Der Europäische Rechnungshof betont in einer aktuellen Analyse die Dringlichkeit eines umfassenden Ausbaus der Stromnetze in der EU, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen. Dafür sind Investitionen in Höhe von 1.994 bis 2.294 Milliarden Euro erforderlich, während die bislang vorgesehenen Ausgaben der Netzbetreiber „nur“ rund 1.871 Milliarden Euro betragen. Die zentrale Ursache für den steigenden Investitionsbedarf liegt in der erwarteten Verdopplung der Stromnachfrage bis 2050. Ausschlaggebend dafür ist v.a. die zunehmende Elektrifizierung in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie. Der Rechnungshof stellt klar, dass der Umbau des europäischen Stromnetzes nur gelingen kann, wenn zusätzliche Investitionen getätigt, Genehmigungsverfahren beschleunigt, die Netzplanung effizient koordiniert und Flexibilität sowie Innovation gezielt gefördert werden.

In diesem Zusammenhang verfolgt die EU mit der RED III (Renewable Energy Directive) eine klare Strategie zur Beschleunigung des Erneuerbaren-Ausbaus und zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Netzausbau,

wobei Österreich zur Umsetzung dieser Vorgaben das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) als nationales Regelwerk vorbereitet. Dieses zielt insbesondere darauf ab, Genehmigungsverfahren zu vereinfachen, Planungsprozesse zu beschleunigen und damit die Umsetzung von Netzprojekten zu erleichtern. Diese Beschleunigung ist vor allem für den zeitgerechten Netzausbau, der die notwendige Voraussetzung für die Erreichung der Energie- und Klimaziele darstellt, unabdingbar. Sollte es zu ähnlichen Verfahrensdauern wie bei der Salzburgleitung kommen, ist die Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen stark gefährdet.

2.7 Forschung und Innovation bei APG

Die Energiewende stellt APG vor komplexe Herausforderungen. Um diesen zukunftsorientiert zu begegnen, wird auf gezielte Forschungs- und Innovationsaktivitäten gesetzt. Mit der Entwicklung und Erprobung neuer Technologien und Konzepte gestaltet APG das Stromnetz von morgen nachhaltig und resilient. Um die thematische Vielfalt dieser Aktivitäten zu verdeutlichen, werden vier F&E-Initiativen vorgestellt. Weitere Informationen finden Sie unter: <https://www.apg.at/ueber-uns/die-apg/forschung-innovation>

Digital Twin for Europe (TwinEU)

APG ist Teil des europäischen Forschungsprojekts TwinEU, das mit einem Gesamtbudget von 20 Millionen Euro gefördert wird und eine zentrale Rolle bei der digitalen Transformation des europäischen Energiesystems spielt. Gemeinsam mit 74 Partnern – darunter 13 Übertragungsnetzbetreiber – wird das Ziel verfolgt, einen digitalen Zwilling des europäischen Stromnetzes zu entwickeln (eine virtuelle, datenbasierte Abbildung des realen Stromsystems). Dieser digitale Stromnetz-Zwilling soll die Grundlage schaffen, um die Versorgungssicherheit, Effizienz und Nachhaltigkeit der Netze weiter zu verbessern. Weiters werden Voraussetzungen für die sektorübergreifende Elektrifizierung und Integration von erneuerbaren Energiequellen geschaffen. TwinEU ist Teil des EU-Aktionsplans zur Digitalisierung des Energiesystems und trägt maßgeblich zur Erreichung des europäischen Klimaziels – der Schaffung eines weitgehend dekarbonisierten Energiesystems – bei.

Digitale Leitung (Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb WAFB und Leitungssensoren)

Die Strombelastbarkeit einer Freileitung hängt neben den Querschnitten der Leiterseile von den zu Grunde liegenden Umweltbedingungen ab (v.a. Wind, Temperatur und Globalstrahlung). APG setzt bereits seit 2013 auf ausgewählten Leitungen einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB) ein, der bei günstigen Umgebungsbedingungen (niedrigeren Temperaturen, starker Wind, geringe Globalstrahlung) Erhöhungen der (n-1)-Sicherheitsreserven ermöglicht. Um den WAFB auf einer Freileitung anwenden zu können, müssen öfter Maßnahmen an der Freileitung (bezüglich der Seillage) aber auch in den Umspannwerken getroffen werden.

Im Zuge des Programms Digitale Leitung (Messprojekt/Leitungssensoren) erfolgt der Einsatz bzw. Test von Leitungssensoren verschiedener Hersteller mit dem Ziel die Umweltbedingungen sowie die Leiterseiltemperatur entlang einer Freileitung genau zu erfassen und das WAFB-System der APG weiterzuentwickeln. Mit Leitungssensoren können verschiedene Parameter wie z.B. Seiltemperatur, Durchhang, Strom und Spannung, Seilvibrationen inkl. Schwingungen, Aneisungen sowie Umgebungsparameter gemessen und Daten dazu gespeichert werden. Dennoch müssen zukünftig weitere Verbesserungen bei der Zuverlässigkeit der Sensoren und der Datenübertragung erzielt werden, um zukünftige verlässliche Daten für den Systembetrieb zu erhalten. Weiters ist geplant, die in den letzten Jahren verbesserten Wettermodelle vermehrt miteinzubeziehen und damit zuverlässige Prognosewerte für die Day-Ahead-Netzberechnungen zu generieren.

InSAR – Mastbewegungen Millimeter-genau erfassen

Langsam voranschreitende – jedoch häufig über längere Zeit unbemerkte – Hangbewegungen können die Strominfrastruktur gefährden. Um diese Risiken frühzeitig zu erkennen, setzt APG auf satellitenbasierte Radartechnologie (InSAR – Interferometric Synthetic Aperture Radar). Damit lassen sich Mastbewegungen flächendeckend, kontinuierlich und mit hoher Präzision erfassen. Die gewonnenen Daten ermöglichen eine gezielte Bewertung der Bewegungen einzelner Maststandorte. Darauf aufbauend können präventive Maßnahmen wie die Verstärkung von Hangsicherungen umgesetzt werden, um Schäden zu vermeiden. In Pilotprojekten wurden bereits mehrere Leitungszüge erfolgreich analysiert. Die Ergebnisse zeigten eine hohe Übereinstimmung mit terrestrischen Messungen. Auf Basis dieser positiven Resultate wird derzeit die Ausweitung der InSAR-Messungen auf das gesamte Leitungsnetz inklusive der Umspannwerke vorbereitet.

Klimacheck – Infrastruktur im Rahmen des Klimawandels

Neben Maßnahmen zur Mitigation des Klimawandels gewinnt die Anpassung an dessen Folgen zunehmend an Bedeutung. Extremwetterereignisse wie z.B. Starkniederschläge, Hitzeperioden und Stürme wirken sich direkt auf Infrastrukturen und deren Umfeld aus. Um Risiken wie Erdrutsche, Lawinen oder Sturmschäden systematisch zu erfassen, werden in Zusammenarbeit mit GeoSphere Austria klimarelevante Parameter (u.a. Niederschlag, Boden- und Lufttemperatur, Wind, Strahlung und Vereisung) entlang der Leitungstrassen analysiert. Ziel ist es, diese Erkenntnisse in Geo-Informationssystemen darzustellen und so eine fundierte Grundlage für Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen und den Netzausbau zu schaffen.

3. ÖNIP und langfristige Netzentwicklung der APG

Eine langfristige Netzausbauplanung über den 10 Jahres-Zeithorizont des NEP hinaus ist wichtig, um die langfristigen Szenarien zur Klimaneutralität in Einklang mit den europäischen und nationalen Klima- und Energieplänen und dem österreichischen Netzinfrasturkturplan (ÖNIP 2024) zu bringen. Die aktuellen Planungsprozesse und Instrumente der APG wie der NEP, der TYNDP sowie die Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber wurden hinsichtlich der Zeithorizonte, der Detailtiefe oder des Umfangs weiterentwickelt.

Insgesamt wird auch nach 2030 kein Rückgang der Wachstumsraten im Stromsektor erwartet (v.a. durch die Verlagerungen aus anderen Energiesektoren in den Stromsektor wie z.B. durch die weitere Elektrifizierung der Industrie und E-Mobilität. Dadurch wird sich im zukünftigen Energiesystem Strom zum Hauptenergieträger entwickeln. Die elektrischen Netze in Österreich stehen damit in der Zeitperiode von 2030 bis 2040 großen Herausforderungen und Umbrüchen gegenüber. Dazu gehören hohe Steigerungsraten der Transportmengen, hohe Leistungsspitzen aus EE und die zunehmende Elektrifizierung der energieintensiven Sektoren Industrie, Wärme und Mobilität. Dazu kommen die Themen zur Netz- und Versorgungssicherheit sowie Resilienz durch die veränderten Bedingungen am Weg zur geplanten Klimaneutralität – die Ausgangslage ist herausfordernd und die Zielerreichung dringlich. Diese Herausforderungen zeigen sich bereits heute durch die aktuellen EE-Einspeiseleistungen, den intensiven Einsatz von Redispatch, der Notwendigkeit von Netzreserveleistung sowie den bedingten und eingeschränkten Möglichkeiten des Netzzugangs bei neuen Netzzutrittsanfragen.

Um die Funktionalität eines möglichst klimaneutralen Energiesystems zu gewährleisten und weiterhin ein robustes und sicheres Elektrizitätssystem zu betreiben, muss der Netzausbau zielgerichtet und rechtzeitig erfolgen. Aufgrund der langwierigen Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsabläufe bei Leitungsgroßprojekten ist eine darauf ausgerichtete Netz- und Systementwicklung unabdingbar.

Im Rahmen der langfristigen Netzentwicklung der APG werden die im ÖNIP 2024 (April 2024 veröffentlicht durch das BMK) identifizierten Stromtransportbedarfskorridore¹⁵ als Netzausbauprojekte in den NEP 2025 übernommen, und es werden in weiterer Folge dazu Detailprojekte seitens APG ausgearbeitet. In der nachfolgenden Abbildung wird die Überleitung bzw. der Zusammenhang zwischen den ÖNIP-Stromtransportbedarfskorridoren und den neuen NEP-Projekten (NEP 25-8 bis NEP 25-12) im Sinne der Kohärenz der Pläne dargestellt. Die im ÖNIP dargestellten Stromtransportbedarfskorridore stellen „no-regret“-Ausbaumaßnahmen für die Verstärkung und Modernisierung der Energieinfrastruktur dar.

Dieses Zielnetz mit einer zeitlich gestaffelten Umsetzung stellt sowohl APG als auch die Genehmigungsbehörden und zuliefernde Unternehmen für Planungs-, Liefer- und Montageleistungen vor große Herausforderungen. Neben APG betrifft dies die für die Genehmigung zuständigen Behörden, die in die Verfahren involvierten Gutachter, die Planungsfirmen sowie sämtliche Lieferanten und ausführenden Firmen. Im Rahmen der Planungsprozesse des Netzentwicklungsplans 2025 wurden die Projekte einer Vielzahl von Parametern gegenübergestellt und auch hinsichtlich Abschaltmöglichkeiten ein optimierter Zeitplan entwickelt. Folgende Faktoren wurden dabei für den Zeitplan der Leitungsgroßprojekte v.a. berücksichtigt:

¹⁵ Abbildung 80: Identifizierte Planungskorridore (Stromtransportbedarfskorridore); Bild: APG, 2023d, ÖNIP finale Version, s152

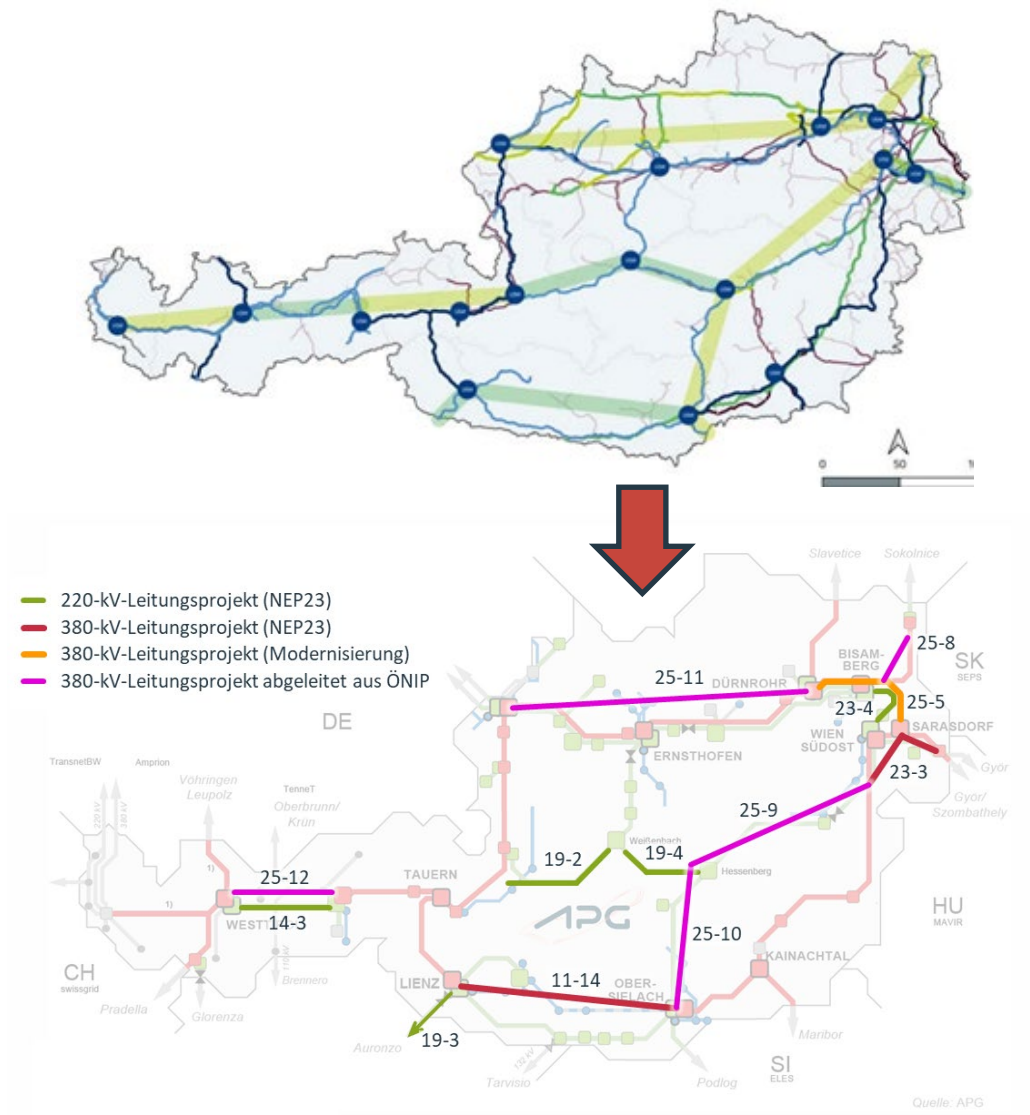


Abbildung 5: Übernahme der ÖNIP-Stromtransportbedarfskorridore als neue Leitungsprojekte (380-kV) in den NEP 2025

- Betriebliche Aspekte hinsichtlich Versorgungssicherheit und Resilienz des Übertragungsnetzes
- Bedarf an Anlagenerneuerungen und Verstärkungen (von Bestandsanlagen) durch Generalerneuerungen
- Bestehende und prognostizierte Netzengpässe
- Netzzutrittsanfragen, Einbindung EE, Bedarfe der Industrie, etc.
- Nutzung von Synergien zwischen den Projekten sowie Möglichkeiten von Abschaltungen
- Volkswirtschaftlicher Nutzen (vgl. CBA-Indikator des TYNDP)

Die Überleitung der Strombedarfskorridore des ÖNIP 2024 in den NEP 2025 generiert fünf neue und große 380-kV-Leitungsprojekte (NEP 25-8 bis NEP 25-12). Diese werden nach dem Netzraum Kärnten (NEP 11-14) und Netzraum Burgenland Nord – Sarasdorf – Trumau (NEP 23-3) im Folgenden kurz erläutert (siehe auch die Detail-Projektblätter in Abschnitt 4.10).

Das Projekt Netzraum Kärnten (NEP 11-14) hat durch Engpässe und absehbare Kapazitätsgrenzen der bestehenden 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach als wichtige Ost-West-Verstärkung netzbetrieblich eine hohe Bedeutung. Damit können Netzanschlussprojekte für geplante Pumpspeicherkraftwerke entwickelt werden, die systemisch bedeutsam sind für die Stromspeicherung und nötige Flexibilität für die Systemintegration von EE schaffen. Hier wurde bereits im April 2025 das UVE-Konzept bei den zuständigen Behörden eingereicht.

Für die weitere Netzintegration von EE und für Repowering von Windkraftwerken sowie den PV-Ausbau im (Nord-)Burgenland, Brucker Becken und südlich von Wien kommt dem NEP-Projekt 23-3 Netzraum Burgenland Nord – Sarasdorf – Trumau ebenso eine hohe Bedeutung zu. Die bestehenden Umspannwerke kommen großteils an Ihre Grenzen und können nicht weiter ausgebaut werden, weshalb mittelfristig mit dem 380-kV-Konzept die Errichtung eines neuen Umspannwerks im Raum Parndorf zum Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland vorgesehen ist. Zudem wird mit dem Umspannwerk Trumau eine weitere Übergabestelle zu den Verteilernetzen von Wiener Netze und Netz Niederösterreich geschaffen.

Im Raum Weinviertel sind weitere umfassende EE-Ausbauten für die Energie- und Klimaziele geplant. Die Umsetzung des Netzausbaukonzeptes mit der 380-kV-Weinviertelleitung und v.a. den 380/110-kV-Übergabestellen in Zaya, Spannberg und Prottes ist in Planung bzw. bereits in Umsetzung. Die bereits bei APG vorliegenden Netzzutrittsanfragen dazu zeigen bereits eine vollständige Auslastung der Weinviertelleitung. Aufgrund der neuen Überarbeitung der Windkraft-Zonierungen in Niederösterreich und zunehmenden PV-Ausbauten werden mit der EE-Branche und v.a. Netz Niederösterreich bereits Überlegungen zu einem 380/110-kV-Netzausbaukonzept 2035ff angestellt (siehe auch Abschnitt 4.10.3).

Um die EE-Erzeugung im Osten Österreichs leistungsfähig mit u.a. den Pumpspeicherkraftwerken im Süd-Westen zu verbinden, finden sich im Zielnetz-Konzept zwei neue 380-kV-Verbindungen mit den Projekten NEP 25-9 und 25-10 als 380-kV-Leitungen UW Trumau – Raum UW Hessenberg – UW Obersielach (siehe 4.10.4 und 4.10.5).

Neben den EE-Ausbauten in Niederösterreich und Oberösterreich liegen in Oberösterreich zusätzliche Treiber als v.a. Industrieprojekte mit Erhöhungen des Strombedarfes und mögliche Entwicklungen im Bereich Wasserstoff vor (inkl. Speicherung; vgl. ÖNIP). Durch diese industrielle Transformation vermehrt in den Sektor Strom im Rahmen der Dekarbonisierung werden steigende Strombedarfe erwartet (z.B. Projekte und weitere zukünftige Standortentwicklungen von voestalpine in Linz). Da die Leitungsverbindungen entlang ca. der Donau (sog. „Donauschiene“) hoch ausgelastet sind, wird mit dem NEP-Projekt 25-11 eine Verstärkung zwischen St. Peter und Dürnrohr / Weinviertel entwickelt – siehe Abschnitt 4.10.6.

Als fünftes Projekt wird mit NEP 25-12 eine Verstärkung und ein 380-kV-Lückenschluss im westlichen Netzbereich der APG zwischen Zell/Ziller und Westtirol evaluiert (siehe 4.10.7). Damit können eine bessere und leistungsfähigere Anbindung des westlichen Netzbereiches an das APG-Netz in Zentral-Österreich erreicht sowie die Netz- und Versorgungssicherheit verbessert werden (inkl. leistungsfähige Anbindung der Pumpspeicher im Westen).

Die Ereignisse in Spanien und Portugal im April 2025 – bei denen es zu einem großflächigen Blackout gekommen ist – haben erneut gezeigt, wie wichtig ein stabiles und leistungsfähiges Übertragungsnetz für die Versorgungssicherheit ist. Mit den dargestellten fünf neuen Leitungsprojekten wird das APG-Zielnetz definiert, dessen zeitliche Umsetzung einerseits an die Bedarfe und Szenarien (siehe Kapitel II&III) angepasst werden kann, und sich andererseits an die Genehmigungs- und Umsetzungszeitdauern von 380-kV-Großprojekten orientiert. Mit dem Zielnetz werden die nötigen Voraussetzungen für die Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit sowie den EE-Ausbau und dessen Systemintegration für die Energie- und Klimaziele geschaffen.

4. Projekte im Netzentwicklungsplan 2025

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan (NEP) 2025 werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte entsprechend den in Kapitel 1.3.3 genannten Bedingungen beschrieben. Es werden sowohl jene Projekte dargestellt, die bereits mit den NEP der vergangenen Jahre genehmigt wurden als auch **neue Projekte (mit den NEP-Nummern 25-xx)**, die mit dem NEP 2025 neu zur Genehmigung eingereicht werden.

Die Detailbeschreibungen der Projekte wurden von APG erstellt, wobei für Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke, Kunden und Merchant Lines auch jeweils Angaben von den Marktteilnehmern herangezogen wurden. Die Detailbeschreibungen der NEP-Projekte finden sich in den Kapiteln 4.4 bis 4.13.

4.1 Allgemeines

4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen

In nachstehender Tabelle wird ein Überblick der im Folgenden verwendeten Klassifizierungen zum Projektstatus gegeben. Aufgrund der Komplexität der Projekte fällt bereits bei „Planungsüberlegung“ und „Vorprojekt“ ein hoher Aufwand an Kosten und Leistungen an (v.a. bei Leitungs(groß)projekten). Bei Projekten mit UVP-Genehmigung fallen in diesen Phasen bereits bedeutende Kosten für Untersuchungen, Studien und Gutachten sowie die Erstellung der Unterlagen für die Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) an. Für den Projektstatus wird die folgende Einteilung vorgenommen:

Projektstatus	Beschreibung bzw. Meilensteine sowie Kosten/Leistungen
Planungsüberlegung	Netztechnische Untersuchungen, systematische Lösungsfindung mittels technischer und wirtschaftlicher Variantenvergleiche, Trassenraumuntersuchungen, Festlegung der Ausbauvariante und des Ausbauumfanges, Standortsuche bei neuen Umspannwerken; ggf. Erstellung einer Grundsatzvereinbarung bei „green field“-Projekten. <i>Kosten bzw. Leistungen: Großteils Eigenleistungen, zusätzlich ggf. Fremdleistungen für Studien bei Leitungsprojekten</i>
Vorprojekt	Technische Detailplanung, Erstellung von Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht/Materiengesetze oder UVE) Behördeneinreichung und Genehmigungsverfahren Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide; Verträge liegen vor (v.a. Errichtungsvertrag, Netzkoooperations-/Netzzugangsvertrag) <i>Kosten bzw. Leistungen: Eigen- und Fremdleistungen</i>
Umsetzungs- oder Ausführungsprojekt	Baubeschlussfassung und Gremienfreigaben liegen vor Ausschreibung, Vergabe und Beschaffung von Material, Geräten und Arbeiten (Montagen) Projektrealisierung; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme und abgeschlossener Dokumentation <i>Kosten bzw. Leistungen: Eigen- und Fremdleistungen</i>

Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus

4.1.2 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung

- Projekt- und NEP-Nummer (Proj.-Nr.)
- Netzebene, Spannungsebene (Spgs.ebene)
- Klassifikation Umspannwerks- oder Leitungsprojekt, UW / Ltg. (oder beides), bei Umspannwerken Ausbau oder gänzliche Neuerrichtung (= neues UW / „green field“)
- Geplantes Inbetriebnahme-Jahr (gepl. IBN)
- Auslöser und technische Notwendigkeit
- Projektbeschreibung und technische Daten
- Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen
- Weitere Statusdetails
- Maßnahmen zur Beschleunigung zur Einhaltung des Zeitplans (frühzeitige Beschaffung, etc.)

4.1.3 Verschiebungen und Änderungen von geplanten Inbetriebnahmen (Kundenprojekte)

APG ist hinsichtlich der Projektplanungen auf Angaben von Projektpartnern angewiesen. Verzögerungen von Projekten haben direkte Auswirkungen auf den NEP, die anderen darin dargestellten und zur Genehmigung vorgelegten Projekte und die mit den Projekten verbundene Planung von Ressourcen bei APG (Eigen- und Fremdleistungen) und Abschaltanforderungen. Bei wiederholten **Projektverschiebungen durch den Projektwerber** behält sich APG vor, das Projekt zeitlich neu einzureihen bzw. ggf. auch aus dem NEP zurückzuziehen (gemäß ANB der APG, genehmigt von E-Control und veröffentlicht auf www.apg.at).

Aufgrund der aktuellen Marktlage mit steigenden Lieferengpässen und dem Fachkräftemangel mit Auswirkungen auf Lieferungen, Material, Montage und Inbetriebsetzung kann es mit der Vielzahl an erforderlichen bzw. durch Kunden angefragten Projekten zu Verschiebungen kommen. APG verfolgt ein umfangreiches Maßnahmenportfolio, um die Kundenprojekte möglichst planmäßig umzusetzen (vgl. auch Kapitel 7). Diesbezüglich und da das NEP-Portfolio v.a. bezogen auf die Projekte zu Umspannwerken/Schaltanlagen inkl. zahlreicher green-field UW mittlerweile exorbitant groß ist, sind bei den UW-Kundenprojekten in der zweiten Hälfte der Planungsdekade **Im Vergleich zum NEP23 Verschiebungen bzw. Verzögerungen** von rd. 1-2 Jahren festzustellen. Gerade bei green-field UW sind oft Verzögerungen bei den Flächensicherungen (ein Projekt hat sich z.B. dadurch um fast drei Jahre verzögert) und Komplexitäten bei Baugrundaufbereitungen eingetreten.

Zusätzlich werden die Netzzutrittsanfragen von Verteilernetzbetreibern und Kunden gemäß den **Allgemeinen Netzbedingungen von APG (kurz: ANB) gemäß der Eingangsreihenfolge Quartals-weise gereiht und bearbeitet** (im Prinzip nach „first come – first serve“). Mittelfristig könnte – in Abstimmung mit der Branche und E-Control – überdacht werden, ob Anpassungen bezogen auf diese Grundprinzipien sinnvoll wären. Z.B. könnten Projekte die Netz- und/oder System-dienlich sind und nur geringe Ausbauten in Schaltanlagen erfordern oder mit bereits aufgesetzten Projekten noch „mit-verarbeitet“ werden ggf. einer früheren Projektumsetzung zugeführt werden. Dies würde jedenfalls einer Anpassung der entsprechenden Regularien (ev. von Gesetzen) erfordern, könnte aber eine beschleunigte Umsetzung von z.B. (Batterie-)Speichersystemen und Flexibilitätsoptionen ermöglichen.

4.2 Betriebsinvestitionen und Verstärkungen im Bestandsnetz

Seitens APG werden verschiedene Maßnahmen zur Netzoptimierung gesetzt, um das bestehende Übertragungsnetz möglichst leistungsfähig zu halten bzw. die Leistungsfähigkeit zu steigern (vgl. NOVA-Prinzip in Kapitel III.D). APG plant umfangreiche Erneuerungen und Investitionen in bestehende Umspannwerke und Leitungen als

Betriebsinvestitionen. Überlegungen zu Verstärkungen und Modernisierungen bestehender Schaltanlagen (z.B. hinsichtlich der Kurzschlussfestigkeit oder der Nennströme) führen besonders bei alten Anlagen zu umfangreichen Ertüchtigungen, Generalsanierungen oder im Sinne einer technisch-wirtschaftlichen Optimierung immer öfter zu Ersatzneubauten. Die Betriebsinvestitionen im APG-Netz werden – neben den Erweiterungsinvestitionen der Netzausbauprojekte – zunehmende Investitionsvolumina in den kommenden Jahren erfordern. Folgende Schwerpunkte liegen vor:

- Ertüchtigungsprogramm für Leitungen (Ertüchtigung für 80°-Leiterseiltemperatur) zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und als Basis für Thermal bzw. Dynamic Rating (WAFB)
- Seiltausch bei Leitungen mit teilweise Einsatz von modernen Seilen (z.B. TAL-Seile oder Seilen mit Karbonkern) bzw. Generalsanierungen/-erneuerungen
- Verstärkungen und Generalerneuerungen von v.a. 110-kV- und 220-kV-Schaltanlagen (bzgl. Kurzschlussfestigkeit und Nennströme) sowie zunehmend auch von 380-kV-Schaltanlagen
- Altersbedingte Erneuerung von Transformatoren
- Erneuerungen der Sekundärtechnik und UW-Infrastruktur (inkl. Eigenbedarf usw.)

4.2.1 Betriebsinvestitionen für Leitungen

Neben den in Tabelle 3 & 4 angeführten Generalerneuerungen (mit eigenen NEP-Nummern) sind folgende Betriebsinvestitionen an 110-kV-Leitungen in den nächsten Jahren vorgesehen:

- a) 110-kV-Ltg. vormals Kaprun – Schwarzach (im Abschnitt „Högmöos“, ca. 5 km; Vorprojekt laufend)
- b) 110-kV-Ltg. Wien Südost – Ebenfurth – Ternitz
- c) 110-kV-Ltg. Ternitz – Landesgrenze Steiermark
- d) 110-kV-Ltg. St. Peter – Staatsgrenze DE/Ering-Eggfing

4.2.2 Umsetzung witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)

Auf folgenden Leitungen ist mit Stand Mitte 2025 ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB; bzw. alternativ Thermal oder Dynamic Rating) zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Betriebsreserven aktiv:

- 380-kV-Leitung Dürnrohr – Staatsgrenze (Slavetice, CZ)
- 380-kV-Leitung Dürnrohr – Bisamberg
- 220-kV-Leitung Obersielach – Staatsgrenze (Podlog, SLO)
- 220-kV-Leitungen St. Peter – Staatsgrenze/DE
- 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller
- 220-kV-Leitung Hessenberg – Obersielach
- 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg
- 220-kV-Leitung Ernsthofen – Bisamberg
- 220-kV-Leitung Weibern – Aschach
- 220-kV-Leitung Lienz – Villach Süd – Obersielach
- 220-kV-Leitung Zaya – Staatsgrenze/CZ
- 220-kV-Leitung Pongau – Weißenbach

Bis Ende 2027 sind weitere Leitungen für die Umsetzung eines WAFB vorgesehen, insbesondere:

- 380-kV-Leitung Westtirol – Nauders
- 220-kV-Leitung Wien Südost – Ternitz
- 220-kV-Leitung Ternitz – Hessenberg

4.2.3 Betriebsinvestitionen für Umspannwerke/Schaltanlagen

Neben den in Tabelle 3 & 4 als eigene NEP-Projekte angeführten (großen) Generalerneuerungen sind z.B. folgende Betriebsinvestitionen für Schaltanlagen und Umspannwerke in den nächsten 15 Jahren vorgesehen:

- a) Feistritz 220 kV, Projektierung gestartet
- b) Rosegg 220 kV, Projektierung gestartet
- c) Hessenberg 220 kV (inkl. Betriebsgebäude)
- d) Ternitz 220 kV
- e) Bisamberg 380 kV (inkl. Betriebsgebäude)
- f) Dürnrohr 220 kV
- g) Obersielach 380 kV (und 220 kV)
- h) St. Andrä 110 kV
- i) Wien Südost 110 kV
- j) Abwinden/Asten 110 kV

Aus dem NEP23 wurden folgende Betriebsinvestitions-Projekte in Betrieb genommen bzw. werden noch 2025 in Betrieb gehen (Projektnummer aus NEP23):

- Ranshofen 110 kV (NEP23: 4.2.4.c) → IBN Q4/2024 erfolgt
- Wien West 110 kV (NEP23: 4.2.4.b) → IBN 2025 in Q2/2025 erfolgt
- Neusiedl 220 kV (NEP23: 4.2.4.a) → in Fertigstellung/IBN Q3/2025

4.2.4 Verstärkungen des Bestandsnetzes

APG entwickelt Maßnahmen, um die Leistungsfähigkeit von bestehenden Betriebsmitteln zu erhöhen. Dazu können z.B. Einschränkungen an Einzelelementen, die Limitationen für andere Betriebsmittel verursachen, durch Komponententausche und Verstärkungen beseitigt werden (z.B. Tausch von Geräten in Schaltfeldern/Abzweigen). Folgende Beispiele und Maßnahmen dazu sind zu nennen:

- 380-kV-Leitung Südburgenland – Kainachtal: Verstärkung von Schaltfeldern in Folge der Erhöhung des Nennstromes der Leitung
- 380-kV-Leitung Tauern – Zell/Ziller: Verstärkung von Schaltfeldern
- TR-Betrieb (WAFB) / Komponententausche an weiteren APG-Betriebsmitteln in Umspannwerken
- Möglicher Einsatz von TAL-Beseilungen oder Seilen mit Karbonkern auf weiteren APG-Leitungen (vgl. NEP-Projekte 23-4, 25-5, 25-6 und 25-7)

Neben den bereits genannten Betriebsinvestitionen und Verstärkungen im Bestandsnetz werden weitere Maßnahmen an APG-Anlagen evaluiert und abhängig von den technischen Möglichkeiten ausgearbeitet sowie ggf. in den folgenden Netzentwicklungsplänen berücksichtigt.

4.2.5 Betriebsinvestitionen teilweise als Voraussetzung für Kundenprojekte

APG forciert neben den Netzausbauten und Erweiterungsinvestitionen in der 380/220-kV-Netzebene (vgl. auch TYNDP-Projekte) zunehmend Betriebsinvestitionen und Ertüchtigungen/Verstärkungen im Bestandsnetz. Die Erhaltung und Steigerung der Leistungsfähigkeit des Bestandsnetzes (z.B. KS-Ertüchtigungen, Erhöhung von Nennströmen) in Kombination mit dem Ausbau der 380/220-kV-Netzebene **bilden eine Grundlage für weitere und neue Netzanschlüsse** der Verteilernetzbetreiber und von Kunden (z.B. Netzanschlüsse neue UW, Kraftwerke und große Industriebetriebe) sowie für eine möglichst uneingeschränkte Netznutzung.

Zudem liegen Interaktionen und zeitliche Abhängigkeiten – insbesondere zu den benötigten Abschaltungen – für die Projektrealisierungen vor, wobei zusätzlich gemäß dem Networkcode „System Operation Guideline“¹⁶ eine 3-Jahresplanung und internationale Abstimmung von relevanten Nichtverfügbarkeiten (Abschaltungen) zu führen ist. Dabei müssen bereits in der Vorprojektphase umfangreiche Detailplanungen für die Projektumsetzung ange stellt und die benötigten Abschaltungen drei Jahre im Voraus detailliert und international bekannt gegeben werden, wodurch jedenfalls die Flexibilität in der Projektsteuerung und –abwicklung eingeschränkt wird.

Weiters stellt APG fest, dass es durch umfangreiche Ausbauten der Netzinfrastruktur in Zentraleuropa (bzw. im deutschsprachigen Raum) zunehmend schwierig wird, externe Anbieter für die Projektplanungen zu finden, welche die komplexen Planungen für Hochspannungsanlagen in der benötigten Qualität liefern können. Für komplexe Großprojekte und Umspannwerksprojekte ist es mittlerweile schwierig qualifizierte Anlagenplaner und Montage- bzw. Leitungsbaufirmen mit freien Kapazitäten in den Ausschreibungsverfahren zu bekommen (vgl. auch Kapitel 6 – Lieferantenrisiko).

Aus den hier genannten Gründen kann es zu Verzögerungen und zeitlichen Verschiebungen der Inbetriebnahmen von Kundenprojekten und (neuen) Netzanschlüssen kommen, auch wenn diese aus Kundensicht teilweise mit früheren Inbetriebnahmen bei APG angefragt werden (vgl. dazu auch Abschnitt 4.1.3, zweiter Absatz). Weiters werden die für die Projektumsetzungen **nötigen Abschaltungen immer schwieriger durchführbar** und verursachen teilweise gegenseitige Blockaden der Projekte. Dies betrifft v.a. Generalsanierungen bzw. Generalerneuerungen (GE) von Leitungen mit mehrmonatigen bzw. ggf. mehrjährigen Abschaltungen – so auch bei den Modernisierungsprojekten zu Leitungen mit geplanten Seiltäuschen (z.B. NEP25-Projekte: 25-5 bis 25-7). APG versucht demnach das Projektportfolio auch hinsichtlich der nötigen Abschaltungen und zeitlichen Projektumsetzungen weiter zu optimieren.

4.3 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2025

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2025 (NEP-Projekt-Tabelle, inkl. den von APG geplanten Inbetriebnahmen und graphische Darstellungen), wobei sich das Gesamt-Portfolio der APG aus den Betriebsinvestitionen und Verstärkungen im Bestandsnetz (vgl. 4.2) und den Erweiterungsinvestitionen zusammensetzt. Die im Zeitraum 2026 – 2028 geplanten und genehmigten Netzprojekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar (im 3-Jahres-Zeitraum). Für den 10-Jahres-Zeitraum 2029 bis 2035 sind die weiteren Netzausbauprojekte entsprechend dem aktuellen Planungsstand angeführt. Aufgrund der langen Zeithorizonte, die für die Umsetzung von Leitungsgroßprojekten erforderlich sind, wird im diesjährigen NEP 2025 ein weiterer Ausblick über den gesetzlich vorgegebenen 10-Jahres-Zeithorizont hinaus bis 2040 gegeben.

Die Darstellung der Projekte folgt der in Kapitel 1.3 getroffenen Gliederung. **Die farblich markierten Zeiträume betreffen jeweils die Umsetzungsprojekte (ohne Vorprojekte)**. Insbesondere bei Leitungsgroßprojekten gilt es bereits im Vorfeld der Genehmigungsverfahren – und damit vor den Umsetzungsprojekten – umfangreiche Planungs- und Projektierungsarbeiten mit mehrjährigen Vorprojekten durchzuführen (v.a. bei UVP-Projekten). Dabei entstehen bereits bei den Vorprojekten erhebliche Projektkosten.

¹⁶ VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

Bei Angabe von „**neues**“ **Umspannwerk (UW)** n.n. handelt es sich um „**green field**“-Anlagen, welche **gänzlich neu entwickelt werden**, d.h. dies beginnt in der Regel mit einem Planungskonzept (Layout inkl. Leitungsanbindung) und einer Standortsuche bzw. -entwicklung. Aufgrund des mittlerweile außergewöhnlich großen Projektportfolios bis 2035 (vgl. unten Tabelle und v.a. Tabelle: Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber) schieben sich die IBN von neu angefragten Netzanschlüssen (v.a. green field UW) bereits über den 10-Jahres-Zeitraum des NEP hinaus. Demnach wären **alternativ Ausbauten von bestehenden Umspannwerken mit z.B. zusätzlichen Transformatoren und weitere 110-kV-Ausbauten der Verteilernetzbetreiber** ebenfalls zu forcieren.

Aufgrund neuer Zonierungspläne für Erneuerbare einiger Bundesländer und dem geplanten Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) wird eine weitere Beschleunigung beim EE-Ausbau erwartet. Demzufolge werden weitere Bedarfe am Ausbau von VNB-Übergabestellen und EE-Einspeisepunkten gemeldet (vgl. unten Tabelle VNB-Anspeisungen, Umspannwerke). Wie oben beschrieben stellt das das nun erreichte Ausmaß umfangreiche Herausforderungen dar und weitere Projekte (v.a. green-field UW) sind erst nach 2035 realisierbar. Weiters ist festzuhalten, dass die in das APG-Netz eingespeisten zusätzlichen EE-Leistungen auch **entsprechende Übertragungskapazitäten (Transportleistungen!)** im APG-Netz benötigen (siehe dazu auch Kapitel 3).

Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse (380/220 kV) - Netzebene 1	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
23-1	Strategische Flächensicherungen																
21-1a	UW St. Peter 4. Umspanner 380/220-kV	◇															
	Salzburgleitung, Deutschlandleitung, Zentralraum Oberösterreich und 380-kV-PST																
11-10	380-kV-Salzburgleitung (St. Peter - Tauern)	◇															
	Leitungsdemontagen (220-kV und 110-kV) und Nacharbeiten		◇														
25-1	UW Pongau: 3. Umspanner 380/220-kV (550 MVA) und Ausbau 220-kV-Anlage						◇										
25-2	UW Salzburg und UW Tauern: Errichtung / Umbau 110-kV-Netzabstützung (Salzburg Netz)							◇									
11-7	380-kV-Deutschlandleitung St. Peter - Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)			◇													
	Ausbau UW St. Peter 380-kV			◇													
	Demontagen 220-kV(-Leitungen) und Nacharbeiten				◇												
11-11	220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich (ZROÖ)		◇				◇										
	Neues UW Hütte Süd 220/110-kV		◇														
	Neues UW Pichling 220/110-kV			◇													
	Ausbau UW Kronstorf 380/220-kV					◇											
	Neues UW Wegscheid 220/110-kV						◇										
25-3	Errichtung von 380-kV-Phasenschiebertransformatoren in Netzknoten								◇								
	Cluster Zentralraum Tirol / UW Westtirol / UW Zell/Ziller																
11-9	UW Westtirol: GE / Ausbau 380-kV-Anlage und Errichtung Umspanner 380/220-kV							◇									
19-7	UW Westtirol: GE (Generalerneuerung) 220-kV-Anlage											◇					
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell/Ziller: TAL-Seiltausch							◇									
13-2	UW Westtirol: 380-kV-Spgs.umstellung Westtirol - Memmingen (System 411)						◇										
25-4	UW Zell/Ziller: 3. 380/220-kV-Umspanner (1.200 MVA)							◇									
19-3	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Linz - Staatsgrenze IT (Soverzene)							◇									
	Ausbau UW Linz 220-kV (Schaltanlage und Phasenschiebertransformator)							◇									
	Cluster AT-Zentral / Steiermark																
23-2,	220-kV-Leitung Hessenberg - Leoben			◇													
	Ausbau UW Hessenberg 220-kV		◇														
21-7	Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Energienetze Steiermark (VASD)</i>			◇													
19-2	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf - Weißenbach				◇												
19-4	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach - Hessenberg						◇										
	Modernisierungen und Generalsanierungen von Leitungen (Seiltausche)																
23-4	Generalsanierung 220-kV-Leitung Bisamberg - Wien Südost: Seiltausch				◇												
25-5	Modernisierung 380-kV-Leitung Dürnrohr - Sarasdorf: Seiltausch					◇											
25-6	Generalsanierung 220-kV-Leitung St. Peter - Schärding - Jochenstein: Seiltausch					◇											
25-7	Modernisierungen an 380-kV-Leitungen (Seiltausche)																
	aus ONIP 2024 abgeleitete Projekte (380-kV)																
23-3	Netzraum Burgenland Nord - Sarasdorf - Trumau (380-kV)										◇						
11-14	Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)										◇						
25-8	380-kV-Leitung Seyring - Gaweinstal (- Zaya) inkl. neues UW (Raum) Gaweinstal											◇					
25-9	380-kV-Leitung Trumau - Hessenberg														◇		
25-10	380-kV-Leitung Hessenberg - Obersielach															◇	
25-11	380-kV-Leitung St. Peter - Dürnrohr / Weinviertel (NÖ)															◇	
25-12	380-kV-Leitung Westtirol - Zell/Ziller																◇

Tabelle 3: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 1) ; die Raute markiert das aktuell von APG geplante Jahr der Inbetriebnahme bzw. siehe auch Projekt-Detailblätter;
grün markiert: neue Projekte des NEP 2025

Nr.	UW-Projekte 380/220 kV (Ausbau und Generalerneuerung) - Netzebene 1 (und 3)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
23-9	UW Weißenbach: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und 2. Umspanner 220/110-kV			◇		◇											
25-13	UW Großraming: Generalerneuerung 110-kV-Anlage				◇												
19-6	UW Ernstshofen: Generalerneuerung 220-kV-Anlage					◇											
21-2	Neues SW/UW Seyring: Errichtung 380-kV-Anlage (und Netzabstützung Netz NÖ)						◇										
23-5	UW Sarasdorf: Ertüchtigung / Ausbau 380-kV-Anlage						◇										
23-8	UW Zaya: Ausbau Umspanner (Netz NÖ)						◇										
23-6	UW Wien Südost: Generalerneuerung / Ausbau 380-kV-Anlage und Erneuerung Umspanner											◇					
23-10	UW Südburgenland: Generalerneuerung / Ausbau 380-kV-Anlage																
25-14	UW Tauern: Generalerneuerung / Umbau 380-kV-Anlage & Einbindung PSKW Schaufelberg							◇									
23-12	UW St. Peter: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und Erneuerung Umspanner									◇							
23-11	UW Kainachtal: Generalerneuerung 380-kV-Anlage											◇					
25-15	UW Hausruck: Erneuerung 220-kV-Anlage												◇				
23-13	UW Wien Südost: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und Erneuerung Umspanner														◇		
Nr.	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber (VNB-Anspeisungen)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
16-4	Neues UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>TINETZ</i>	◇															
17-2	Neues UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung - <i>Netz OÖ</i>			◇													
19-1	UW Sarasdorf: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner - <i>Netz NÖ</i>			◇													
12-9	Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Energienetze Steiermark</i>				◇												
20-2	Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz NÖ</i>				◇												
21-8	UW Südburgenland: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner - <i>Netz Burgenland</i>				◇												
21-14	UW Wien Südost: Ausbau zwei 380/110-kV-Umspanner - <i>Wiener Netze</i>					◇				◇							
18-5	Neues UW Wien Ost (Deutsch Wagram): 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Wiener Netze</i>					◇		◇									
21-6	Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Energienetze Steiermark</i>					◇											
23-15	UW Ranshofen: Ausbau zwei 110-kV-Schaltfelder - <i>Netz OÖ / AMAG</i>					◇											
21-10	Neues UW Mattersburg: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz Burgenland</i>						◇										
21-9	Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz NÖ</i>							◇									
18-2	UW Ybbsfeld: Erneuerung Umspanner und 110-kV-Ausbau (<i>Netz NÖ</i>)								◇								
18-4	Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz OÖ</i>								◇								
21-11	Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Wiener Netze & Netz NÖ</i>									◇							
23-16	Neues UW Parndorf: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz Burgenland</i>										◇						
23-17	Neues UW Hartberg: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Energienetze Steiermark</i>											◇					
25-16	Neues UW Eggenburg: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz NÖ</i>											◇					
25-17	UW Sattledt: Ausbau 2. 220/30-kV-Umspanner - <i>Netz OÖ</i>					◇											
25-18	Neues UW St. Paul (Lavanttal): 110/20-kV-Netzabstützung - <i>Kärnten Netz</i>				◇												
25-19	Neues UW Reutte: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>TINETZ</i>													◇			
25-20	UW Etzersdorf: 380-kV-Anlage GE / Ausbau Netzabstützung - <i>Netz NÖ</i>													◇			
23-21	Neues UW Prutz: 380/220-kV-Netzabstützung - <i>TINETZ</i>																◇
Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Kunden	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
21-12	Umstrukturierung 110-kV-Netzbereich UW Malta / Reißbeck (APG & VHP)		◇														
21-13	UW Kaprun: 380-kV-Netzanschluss PSKW Limberg 3 (VHP)	◇															
14-5	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck (Netzverstärkung)			◇													
11-24	Neues SW Molin: 220-kV-Netzanschluss Energiespeicher Bernegger (ESB)					◇											
23-20	Neues UW Würmlach: Netzanschluss Merchantline Würmlach - Somplago (IT; AAE)					◇											
23-19	UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss OMV					◇											

Tabelle 4: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 2) ; die Raute markiert das aktuell von APG geplante Jahr der Inbetriebnahme (bei optimalem Projektverlauf) bzw. siehe auch Projekt-Detailblätter;
grün markiert: neue Projekte des NEP 2025

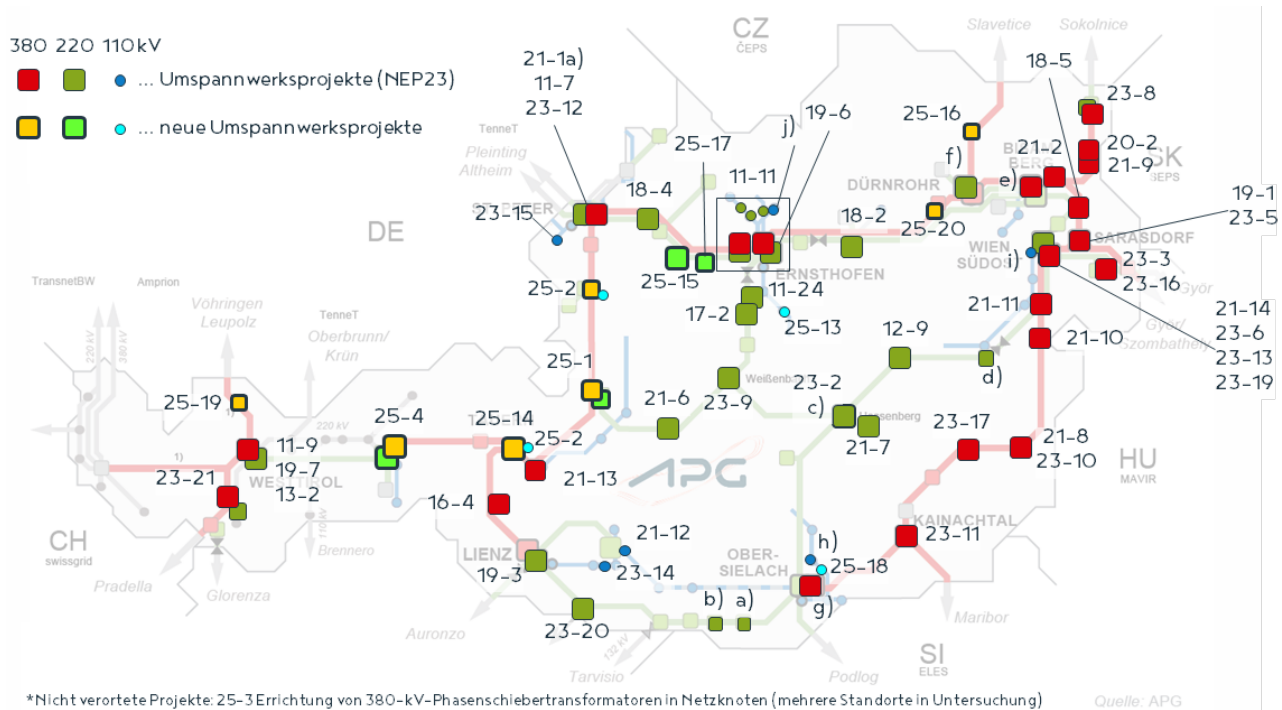


Abbildung 6: NEP-Projekte 2025: Umspannwerke und Schaltanlagen

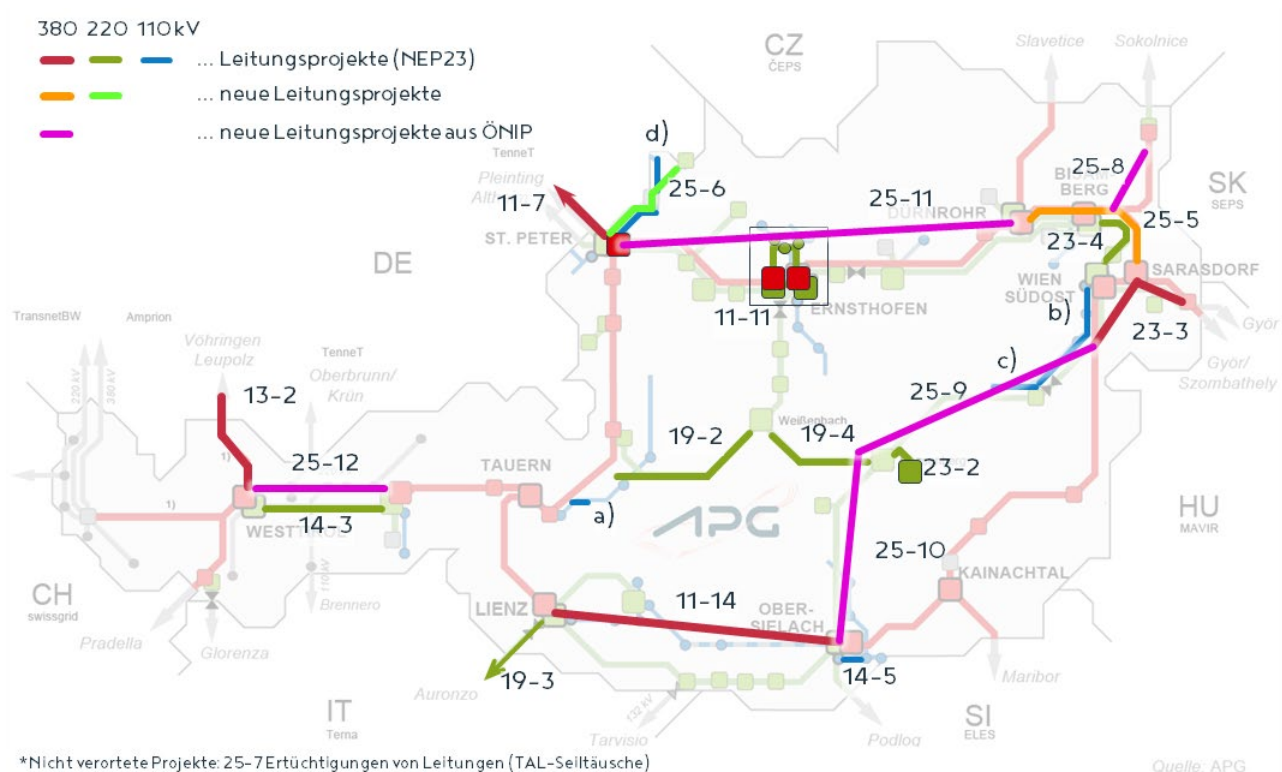


Abbildung 7: NEP-Projekte 2025: Leitungsprojekte und Leitungs großprojekte

4.4 Detailbeschreibung der Projekte des Netzentwicklungsplans 2025

Wie in Abschnitt 4.2 beschrieben, forciert APG neben den Netzausbauten und Erweiterungsinvestitionen in der 380/220-kV-Netzebene zunehmend Betriebsinvestitionen und Verstärkungen im Bestandsnetz. Die Erhaltung und Steigerung der Leistungsfähigkeit des Bestandsnetzes (z.B. KS-Ertüchtigungen, Erhöhung der Nennströme) sowie der 380/220-kV-Netzebene bilden eine Grundlage für weitere Netzanschlüsse für Verteilernetzbetreiber und Kundenprojekte sowie für eine möglichst uneingeschränkte Netznutzung. Zudem liegen Interaktionen und zeitliche Abhängigkeiten – insbesondere zu den benötigten Abschaltungen – für die Projektrealisierungen vor. Es kann dadurch, neben Verzögerungen in den behördlichen Genehmigungsverfahren auch zu Verzögerungen der Inbetriebnahmen von neuen Kundenprojekten – in Bezug auf die von Projektwerbern bei APG angefragte IBN – kommen (vgl. dazu auch 4.1.3).

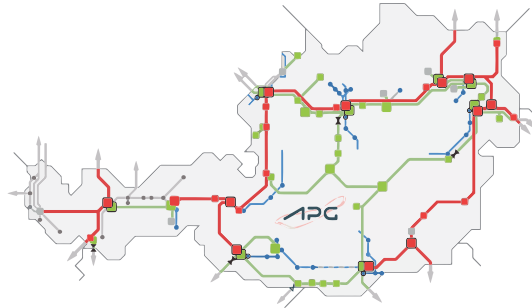
Die in den folgenden Abschnitten 4.5 bis 4.13 dargestellten Projekte wurden teilweise bereits von ECA durch die entsprechenden Bescheide zu den Netzentwicklungsplänen genehmigt (ersichtlich an der jeweiligen Projektnummer). Die letzte Genehmigung ist im Rahmen des NEP23 mit Bescheid vom 18.12.2023 erfolgt.

Weiters finden sich in den folgenden Kapiteln auch die neuen Projekte des Netzentwicklungsplans 2025 der APG, welche mit diesem bei der Regulierungsbehörde E-Control zur Genehmigung eingereicht werden (die neuen Projekte des NEP 2025 sind an den Projektnummern 25-xx erkennbar). Die folgenden Projektinformationen entsprechen dem Planungsstand gemäß der Angabe am Titelblatt des NEP 2025.

4.5 Projekte im Nationalen bzw. Europäischen Interesse

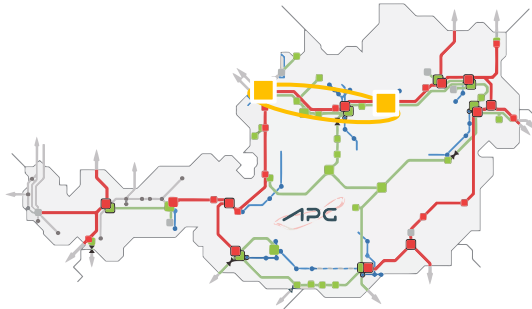
4.5.1 Strategische Flächensicherungen

Projektnummer: 23-1	Netzebene: 1-3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110/220/380 kV	Art: Umspannwerk	IBN: laufend
Auslöser und technische Notwendigkeit Für das Gelingen der Energiewende ist der weitere Netzausbau, wie in den einleitenden Kapiteln dargestellt, eine notwendige Voraussetzung. Neben den zahlreichen geplanten neu zu errichtenden Umspannwerken sind auch die Erweiterungsmöglichkeiten der bestehenden Umspannwerke von essenzieller Bedeutung. Sowohl Kundenanschlussprojekte als auch die Errichtung neuer Kuppeltransformatoren sowie die Einbindung neuer Leitungen und der Ausbau zusätzlicher Sammelschienen erfordern entsprechende Erweiterungsmöglichkeiten. Bei Erweiterungen, Um- und Ausbauten im laufenden Betrieb werden weiters vielfach Provisorien sowie Materiallagerplätze nötig. Für Anlagenerweiterungen sind v.a. angrenzende Flächen und Grundstücke von Interesse. Manche dieser angrenzenden Flächen neben Bestandsstandorten • wurden im Laufe der letzten Jahrzehnte teilweise verbaut, • werden zusehends verplant, z.B. für PV- und Windkraftzonen zufolge von Raumordnungsprogrammen etc. • sind aufgrund der Dynamik am Grundstücksmarkt nicht (mehr) erwerbbar. Die Erfahrung der letzten Jahre hat gezeigt, dass für den Erwerb der benötigten Grundstücksflächen oft sehr (auch zeitlich) aufwendige Kaufverhandlungen zu führen sind. Dies verursacht Verzögerungen im Netzausbau und bei den NEP-Projekten (z.B. auch bei green field UW-Projekten). APG ist daher dazu übergegangen, geeignete und benötigte Grundstücke für NEP-Projekte bzw. zukünftige Projekte frühzeitig und strategisch zu sichern bzw. zu erwerben.		



4.5.3 UW St. Peter 4. Umspanner 380/220 kV

Projektnummer: 21-1 a.	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Mit dem Clean Energy Package (CEP) der Europäischen Union sind die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten zwischen den EU-Mitgliedsstaaten (und damit auch zwischen Österreich und EU-Nachbarn) seit 1.1.2020 auf 70 % der verfügbaren Übertragungskapazitäten anzuheben (vgl. Abschnitt 2.6.2). Umfangreiche Analysen (vgl. Hotspot-Bericht der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber) haben gezeigt, dass eine unmittelbare Umsetzung dieser Erfordernisse die Engpasssituation maßgeblich verschärfen und den sicheren Betrieb des österreichischen Übertragungsnetzes gefährden würde. Wie im Abschnitt 2.6.2 ausgeführt, hat APG gemäß den gesetzlichen Bedingungen für 2025 in der Kapazitätsberechnungsregion „Core“ eine temporäre Freistellung von diesen Vorgaben des CEP erwirkt, um eine unmittelbare Gefährdung des sicheren Netzbetriebs abzuwenden. Die Österreichische Bundesregierung (zuständiges Ministerium BMWi) hat darüber hinaus einen Aktionsplan erlassen, der eine schrittweise Anhebung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten entlang einer linearen Trajektorie bis Ende 2025 vorsieht. Die hierfür im Aktionsplan definierten Maßnahmen – darunter auch zahlreiche NEP-Projekte – wirken der Verschärfung der strukturellen Engpässe entgegen. APG hat weitere Maßnahmen untersucht und entwickelt, deren Umsetzungen kurzfristig (im Zeitraum 2022 bis 2025), parallel zur steigenden Trajektorie als umsetzbar eingeschätzt wurden. Diese Maßnahmen zielen darauf ab, die Netz- und Systemsicherheit – trotz der steigenden Anforderungen aus den massiven EE-Ausbauten in Europa und des CEP – zu gewährleisten sowie den erforderlichen Anstieg des Redispatch-Bedarfs möglichst zu dämpfen. Projektbeschreibung und technische Daten Unter Maßgabe der CEP-Anforderung und der im österreichischen Aktionsplan definierten Trajektorie der Handelskapazitäten sind zusätzlich zu den im Aktionsplan festgehaltenen Maßnahmen die folgenden Projekte vorgesehen worden: 1) Errichtung 220-kV-Phasenschiebertransformator im UW Ybbsfeld: Durch die 2024 erfolgte Inbetriebnahme kann mittels Lastflusssteuerung eine Optimierung der regionalen Leitungsbelastungen sowie eine Reduktion von Engpässen erreicht werden. Weiters bietet dieser PST netzbetriebliche Vorteile bei Abschaltungen für andere NEP-Projekte (v.a. für die Projekte NEP 19-6 und 19-4 sowie auch 19-2) – IBN bereits erfolgt. • Weiters wurden netztechnische Maßnahmen zur Symmetrierung der Leistungsflüsse auf den Systemen St. Peter – Pleinting (TenneT) umgesetzt (alternativ zur im NEP 2021 dargestellten Lastfluss-Drossel).		



- 2) Einbindung eines 4. 380/220-kV-Umspanner (550 MVA) im UW St. Peter:
Geplante Errichtung bis Ende 2025. Dieser Umspanner ermöglicht netztopologische Schaltungen der vier 220-kV-Leitungssysteme zur TenneT mit dem Ziel einer Reduktion von Engpassmanagement.

Die Simulationsrechnungen zeigten eine Entspannung/Verbesserung zur Erreichung der CEP-70 %-Ziele v.a. mit den Inbetriebnahmen der 380-kV-Salzburgleitung **und** der 380-kV-Deutschlandleitung. Die IBN der Deutschlandleitung ist für Ende 2027 vorgesehen (vgl. NEP-Projekt 11-7).

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Angesichts der CEP-Vorgaben zur Forcierung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist bis Ende 2025 mit sukzessiv steigenden Netzbelastungen und zunehmenden Engpässen zu rechnen. Die hier im NEP-Projekt 21-1 definierten Maßnahmen zielen in Ergänzung zum österreichischen Aktionsplan darauf ab, den sicheren Netz- und Systembetrieb trotz der steigenden Anforderungen zu gewährleisten, sowie den resultierenden Anstieg des Redispatch-Bedarfs und der damit verbundenen Mehrkosten durch die Vorhaltung von Netzreserveleistung und Abrufen möglichst zu dämpfen. Dadurch sollen entsprechende Beiträge für einen ökonomischen, ökologischen sowie möglichst sicheren Netz- und Systembetrieb des APG-Übertragungsnetzes generiert werden.

Weitere Statusdetails

- Die Maßnahmen des NEP-Projektes 21-1 a. sind bereits teilweise in Betrieb bzw. in Umsetzung

4.6 Salzburgleitung, Deutschlandleitung, Zentralraum Oberösterreich und 380-kV-PST

4.6.1 380-kV-Salzburgleitung (St. Peter – Tauern)

Projektnummer: 11-10	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: In Betrieb seit Q2/2025	
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: neue Leitung / UWs	IBN: 2025	

Auslöser und technische Notwendigkeit

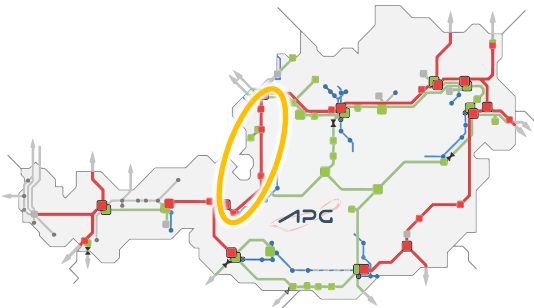
Die 380-kV-Salzburgleitung verbindet als überregionales Leitungsprojekt den Netzknoten St. Peter in Oberösterreich und den Netzknoten Tauern in Salzburg. Die Salzburgleitung ist ein wesentlicher Schritt zur Realisierung des 380-kV-Rings – dem Rückgrat der Stromversorgung in Österreich – und das zentrale Netzausbau-Projekt der APG.

Die Netzknoten im 380-kV-Ring ermöglichen durch ankommende bzw. abgehende 380-kV-Leitungen eine redundante Anbindung und mit den Kuppelleitungen zu den Nachbarländern die Integration in das europäische Höchstspannungsnetz. Die Salzburgleitung hat in diesem Netzsystem höchste Bedeutung für die nationale und regionale Versorgungssicherheit sowie für die Realisierung der österreichischen Energiestrategie und das Erreichen der Klimaschutzziele, da diese ein leistungsfähiges Übertragungsnetz erfordern.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht werden über die Salzburgleitung die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen EE-Einspeisern sowie Verbraucherzentren verbunden sowie neue leistungsstarke Pumpspeicherkraftwerke in der Region ermöglicht.

Durch die Einbindung von 380/110-kV-Umspannwerken und mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen muss zukünftig die (n-1)-sichere Anbindung der Verteilernetze in Oberösterreich und Salzburg gewährleistet werden. Mit der Salzburgleitung wird die regionale Versorgungssicherheit verbessert und ein leistungsfähiger Zugang für Verbraucher und Kraftwerke im Verteilernetz zum Strommarkt ermöglicht.

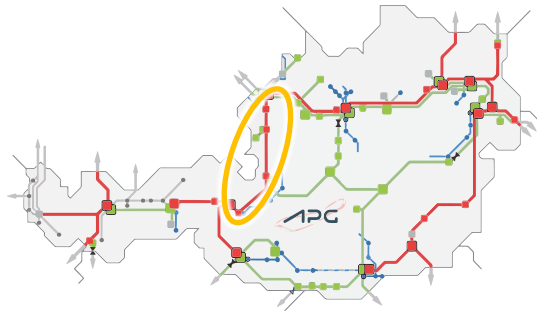
Aus netzbetrieblicher Sicht ist die leistungsfähige Anbindung der Speicherkraftwerke zur Netzregelung sowie zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie (Beispiel Windkraft) und für die Netzaufbau- und Wiederversorgungskonzepte im Falle von großen Netzstörungen von großer Bedeutung.



Projektbeschreibung und technische Daten

Das Projekt umfasst die Errichtung einer zweiseitigen 380-kV-Freileitung zwischen dem Netzknoten St. Peter und dem Netzknoten Tauern. In diesen Leitungszug werden mehrere Umspannwerke für die Anspeisung der regionalen Verteilernetze integriert:

- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Netz OÖ
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz im Großraum Salzburg



- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz im Süd-Westen von Salzburg und Anbindung der Kraftwerksgruppe Kaprun/Limberg in den UWs Tauern/Kaprun
- Adaptierungen an den 380-kV-Bestandsanlagen in UW Kaprun/Tauern

Weitere Projektdaten:

- Gesamtlänge (380-kV-Ltg.): ca. 174 km, davon ca. 128 km Neubau; 46 km Leitung zwischen NK St. Peter und UW Salzburg bereits in Betrieb mit 220 kV
- Leitungskoordinierung: Umfangreiche Mitführungen von 110-kV-Systemen und Koordinierungen mit Salzburg Netz GmbH/Salzburg AG
- Demontagen: Umfangreiche Demontagen von 220-kV- und 110-kV-Leitungen, in Summe ca. 256 km (64 km im Abschnitt NK St. Peter – UW Salzburg bereits demontiert)

Die Salzburgleitung ist ein sehr umfangreiches und komplexes Projekt, das neben dem 380-kV-Ringschluss im Übertragungsnetz zwischen den Netzknoten St. Peter und Tauern durch neue Umspannwerke für die Anspeisung der Verteilernetze die regionale Stromversorgung strukturell bedeutend verbessert. Dies betrifft insbesondere das Verteilernetz von Salzburg Netz, das durch mehrfache 110-kV-Mitführungen und Neuerrichtungen von 110-kV-Netzteilen eine wesentliche strukturelle Veränderung und einen für die zukünftigen Anforderungen entsprechenden Ausbau erfährt. Diese Vorhaben sind mit Salzburg Netz im Leitungskoordinierungsvertrag vereinbart und teilweise auch Bestandteil des UVP-pflichtigen Projektes, andere Vorhabensteile werden in eigenständigen Verfahren genehmigt und zeitlich abgestimmt umgesetzt (siehe NEP-Projekt 25-2). Weiters werden Rückbauten auf der 220-kV-Ebene ermöglicht, da die dzt. Leitung Weißenbach (Steiermark) – Tauern künftig über den „Einbindepunkt“ Reitdorf im UW Pongau endet.

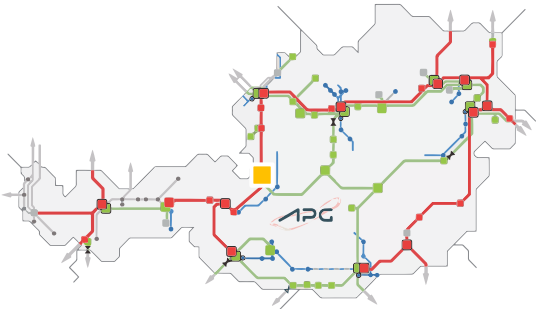
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- (n-1)-sicherer Transport der Leistungsflüsse infolge zukünftiger EE und Pumpspeicherkraftwerke sowie zu den Verbrauchszentren.
- Reduktion von Engpassmanagement sowie wesentliche Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit im APG-Übertragungsnetz.
- Durch die Einbindung von 380/110-kV-Umspannwerken für eine (n-1)-sichere Anbindung der Verteilernetze in Oberösterreich und Salzburg wird mit der Salzburgleitung die regionale Versorgungssicherheit verbessert und ein leistungsfähiger Zugang für Verbraucher und Kraftwerke im Verteilernetz zum Strommarkt ermöglicht.
- Über die Salzburgleitung werden die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen EE-Standorten sowie Verbraucherzentren verbunden. Ohne die Salzburgleitung können neue Wasserkraftpotentiale (v.a. Pumpspeicherkraftwerke) nicht erschlossen sowie die Netzintegration der Windkraft und von EE nicht im erforderlichen Ausmaß bewerkstelligt werden.
- Durch die höhere Spannung und Übertragungskapazität werden die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert bzw. höhere Transportmengen ermöglicht.

Weitere Projektinformationen

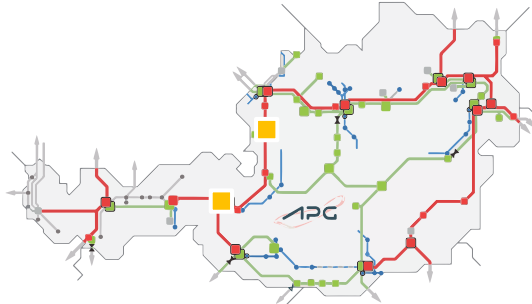
- Inbetriebnahme ist planmäßig im Q2/2025 erfolgt
- Leitungsdemontagen (220-kV und 110-kV) und Nacharbeiten in Umsetzung
- TYNDP 2024 Projekt [TR 312](https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/312) (<https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/312>)
- TEN-E Projekt (Projekte E217/6 und E256/09)
- PCI-Projekt 2.1.2.
- Siehe auch: <https://www.apg.at/projekte/salzburgleitung/> und <https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-pongau/>

4.6.2 UW Pongau: 3. Umspanner 380/220-kV (550 MVA) und Ausbau 220-kV-Anlage

Projektnummer: 25-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und technische Notwendigkeit Die 220-kV-Leitung Pongau – Weißenbach stellt eine wichtige Ost-West-Verbindung im zentralen APG-Netz dar und wird nun nach Umsetzung der Salzburgleitung einer Generalerneuerung unterzogen (siehe NEP-Projekt 19-2). Um die damit einhergehende Erhöhung der Leistungsfähigkeit des Leitungszugs (inkl. auch der geplanten Generalerneuerung der 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg; NEP 19-4) optimal zu nutzen, ist eine Optimierung der Anbindung der 220-kV-Leitung an die 380-kV-Salzburgleitung im UW Pongau mit einem dritten 380/220-kV-Transformator erforderlich. Dies erhöht die Netz- und Betriebssicherheit sowie die (n-1)-Sicherheit bei Nicht-Verfügbarkeit eines 550-MVA-Umspanners im UW Pongau wesentlich.  Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners (550MVA) inkl. 380-kV-Schaltfeld • Errichtung einer 220-kV-Anlage • Umsetzung auf der Erweiterungsfläche (ehem. Baulager) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Errichtung des dritten 380/220-kV-Umspanners im UW Pongau werden die (n-1)- und Netzbetriebssicherheit und Ost-West-Transportkapazität im APG-Netz bedeutend erhöht sowie Engpässe reduziert. Dies schafft die Voraussetzung für eine verbesserte Netzintegration erneuerbarer Energien sowie für den weiteren Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im zentral- bis westlichen Netzbereich der APG. Darüber hinaus wird die Versorgungssicherheit im Netzraum des Bundeslandes Salzburg nachhaltig erhöht und die Resilienz des Übertragungsnetzes verbessert. Weitere Projektinformationen • Grundsatzplanungen werden gestartet • Erforderliche Fläche wurde im Rahmen der „strategischen Flächensicherung“ (siehe NEP-Projekt 23-1) bereits erworben		

4.6.3 UW Salzburg und UW Tauern: Errichtung/Umbau 110-kV-Netzabstützung (Salzburg Netz)

Projektnummer: 25-2	Netzebene: 2, 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2031
Auslöser und technische Notwendigkeit Nach der strukturellen Neuausrichtung des Übertragungsnetzes im Raum Salzburg mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung (UVP-Projekt, NEP 11-10) sind in den Anspeisepunkten im UW Salzburg und Tauern Nachfolgeprojekte zur Salzburgleitung vorgesehen. Diese haben gemeinsam mit Salzburg Netz die Umsetzung einer 380/110-kV-Netzstruktur zum Ziel. Im UW Salzburg werden durch die Errichtung einer neuen 110-kV-Schaltanlage und eines dritten 380/110-kV-Umspanners sowie mit der Spannungsumstellung der beiden 550-MVA-Umspanner auf 380/110-kV-Betrieb (dzt. 380/220-kV) die neue Anspeisung des Großraumes Stadt Salzburg (110-kV-Teilnetz „SASA“) als Nachfolgeprojekt zur Salzburgleitung fertiggestellt. Im Bereich Tauern/Kaprun wird durch die Umstellung der ehemaligen 220-kV-Schaltanlage im UW Tauern auf 110-kV-Betrieb und die räumliche Verlagerung der 380/110-kV-Netzabstützung von Kaprun nach Tauern den netztechnischen Anforderungen von Salzburg Netz auf der 110-kV-Netzebene entsprochen. Dies stellt ebenfalls ein Nachfolgeprojekt zur Salzburgleitung dar. Damit wird das Zielnetz-Konzept mit drei leistungsfähigen 380/110-kV-Netzknoten (inkl. dem UW Pongau der Salzburgleitung) für die regionale Versorgung und die Netzintegration der Erneuerbaren in Salzburg fertiggestellt. Projektbeschreibung und technische Daten UW Salzburg: • Errichtung einer neuen 110-kV-Schaltanlage • Umstellung der zwei bestehenden 380/220-kV-Transformatoren auf 380/110-kV-Betrieb • Errichtung eines dritten 380/110-kV-Transformators (550 MVA) • Umstellung der beiden Anspeiseleitungen zum UW Hagenau auf 110-kV-Betrieb (mit Salzburg Netz) • Einbindung von 110-kV-Systemen von Salzburg Netz in die 110-kV-Schaltanlage • Demontage der (alten) 220-kV-Anlage und 220/110-kV-Umspannung im UW Salzach UW Tauern: • Umstellung der bestehenden 220-kV-Schaltanlage auf 110-kV-Betrieb • Demontage der 380/220-kV-Umspanner • Errichtung von zwei 380/110-kV-Umspannern (je 300 MVA) • Platzreserve für einen dritten 380/110-kV-Umspanner		



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Maßnahmen an beiden Standorten vollenden das 380/110-kV-Netzkonzept für Salzburg, welches auf der neuen Salzburgleitung basiert und ermöglichen eine leistungsfähige sowie zukunftsorientierte Netzstruktur in Salzburg. Die Reduktion der Spannungsebenen und Zentralisierung der Standorte ermöglichen eine effiziente Betriebsführung und verbessern die Versorgungssicherheit.

Die neuen 380/110-kV-Netzabstützungen gewährleisten die zukünftigen Austauschkapazitäten zwischen Übertragungs- und Verteilernetz sowie (n-1)-Sicherheit und unterstützen die Netzintegration der Erneuerbaren bzw. Dekarbonisierung des Energiesystems in den Regionen und ganz Salzburg.

Weitere Projektinformationen

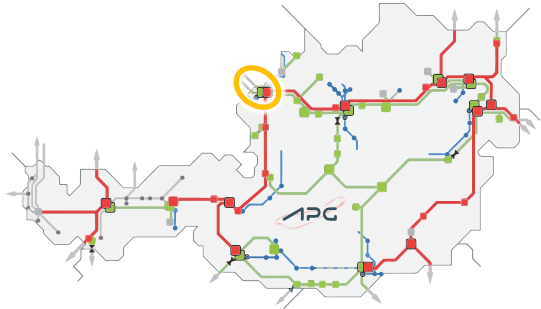
- Die Umsetzung erfolgt in enger Abstimmung mit dem Verteilernetzbetreiber Salzburg Netz
- Die Umbaumaßnahmen im UW Tauern werden in Kombination mit dem NEP-Projekt 25-14 erfolgen

4.6.4 380-kV-Deutschlandleitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)

Projektnummer: 11-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2027

Auslöser und technische Notwendigkeit

Durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft und PV) hat sich der Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland intensiviert. Durch die steigenden Importe der österreichischen Bilanzgruppen und der entstehenden Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken kommt es zu steigenden Netzbelastungen an den 220-kV-Kuppelleitungen in St. Peter.



Die beiden 220-kV-Leitungen von St. Peter nach Bayern/DE zur TenneT wurden bereits 1941 (Simbach/Altheim) bzw. 1966-1969 (Pirach/Pleinting) errichtet. Die damals getroffenen Auslegungen der Leitungskapazitäten erfüllen die heutigen Anforderungen nicht mehr. Die Übertragungskapazitäten sind zunehmend ausgeschöpft, wodurch in diesem Netzbereich vermehrt international koordinierte Engpassmanagementmaßnahmen nötig sind. Durch den absehbaren weiteren Ausbau der Erneuerbaren sind weiter steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten. Die derzeitigen Maßnahmen werden mittelfristig nicht mehr ausreichen, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten.

Der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und APG setzen daher einen 380-kV-Ersatzneubau vom Netzknoten St. Peter zum deutschen Netzknoten Altheim (inkl. nach Ottenhofen/Isar) um, so dass eine leistungsstarke Netzverbindung entsteht. Die 380-kV-Deutschlandleitung unterstützt die Interaktion zwischen den EE und Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, erhöht die Kuppel- und Marktkapazität und führt somit insgesamt zum optimierten Kraftwerkseinsatz inkl. Bedarfsdeckung (ökonomisch und ökologisch).

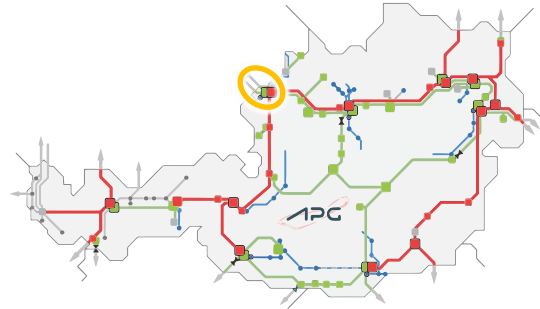
Projektbeschreibung und technische Daten

Für die Erhöhung der Kuppelkapazität wird zwischen Deutschland und Österreich eine neue 380-kV-Leitung errichtet. Die beiden bestehenden 220-kV-Leitungen werden, nach der Inbetriebnahme der Deutschlandleitung, auf österreichischer Seite bis zur Staatsgrenze schrittweise demontiert.

• Spannung	380 kV
• Leitungslänge in AT (NK St. Peter – Staatsgrenze)	rd. 3 km
• Gesamte Leitungslänge (AT und DE)	rd. 89 km

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die 380-kV-Deutschlandleitung erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von EE-Einspeisern und Verbrauchern/Kunden in Deutschland und Österreich. Zusätzlich erfolgt eine Steigerung der Versorgungs- und Systemsicherheit, und es werden durch die höhere Spannungsebene die Übertragungsverluste reduziert (bei gleichen Transportmengen um etwa ein Drittel).



Weitere Projektinformationen

- Umsetzung in AT und DE laufen planmäßig
- TYNDP 2024 Projekt [TR 313](#) und [TR 187](#)
- PCI-Projekt 2.1.1.
- Deutschland Netzentwicklungsplan Strom 2037 (P67 bzw. P112)
- Errichtungsvertrag zwischen APG und TenneT wurde im August 2023 unterzeichnet sowie der Baubeschluss für das APG-Gesamtprojekt im August 2023 gefasst
- Siehe auch: <https://www.apg.at/projekte/deutschlandleitung/>

4.6.5 220-kV-Anspeisung (ZROÖ) Zentralraum Oberösterreich

Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neue Leitungen / UW	Gepl. IBN: 2026 - 2030

Auslöser und technische Notwendigkeit

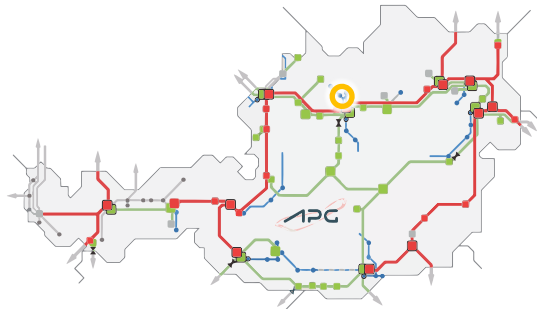
- Erreichen der (n-1)-Grenzen der 110-kV-Anspeisungen des Zentralraumes Oberösterreich (zweitgrößter Lastknoten in AT mit rd. 1 GW Leistungsbezug)
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können, sind 110-kV-Teilnetzbildungen im Zentralraum Oberösterreich erforderlich
- Ausbaupläne/Leistungserhöhungen und Dekarbonisierung der Industrie (z.B. voestalpine)
- Absicherung der Versorgungszuverlässigkeit und Leistungsbereitstellung für stetig steigende Netzlasten (öffentlicher Bezug) und für Kraftwerks- bzw. EE-Einspeisungen
- Voraussetzung für die Realisierung weiterer 110-kV-Projekte entsprechend den Netzentwicklungsplänen der oberösterreichischen Verteilernetzbetreiber (durch mögliche Teilnetzbildungen)

Projektbeschreibung und technische Daten

Spannungsebene 380-kV
Spannungsebene 220-kV
Spannungsebene 110-kV

Ist-Ausbauzustand Zentralraum OÖ

Geplanter Ziel-Ausbauzustand 2030



Das Ausbaukonzept bezieht sich auf die zwischen den Projektpartnern APG, Netz Oberösterreich GmbH (Netz OÖ) und LINZ NETZ GmbH (LN) abgestimmte Netzentwicklung für den Zentralraum Oberösterreich. Dieses stellt nunmehr ein netztechnisches Gesamtkonzept mit einem 220-kV-Ringschluss zwischen den Umspannwerken Ernsthofen – Pichling – Hütte Süd (voestalpine) – Wegscheid – Kronstorf dar, dessen Umsetzung schrittweise geplant ist:

- Entwicklung eines 220-kV-Leitungsringes im Großraum Linz mit getrennter Anspeisung aus den APG-Netzknoten (380/220-kV) Ernsthofen und Kronstorf mit Ausbau von 220/110-kV-Umspannungen in den UW Pichling und Wegscheid; Ersatzneubau der derzeitigen 110-kV-Anspeiseleitungen als 220-kV-Leitungen von Ernsthofen/Kronstorf bis in den Bereich der Autobahnkreuzungen und Umstellung von bereits für 220 kV errichtete Leitungsabschnitte auf 220-kV-Betrieb. Errichtung eines 220/110-kV-Anspeiseknotens „Hütte Süd“ für voestalpine und den zentralen Netzraum.
- Trennung des 110-kV-Netzes im ZROÖ in zwei Teilnetze aufgrund der erhöhten Kurzschlussleistung und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können.
- Leitungslängen: ca. 45 km mit großteils Nutzung bestehender Trassen sowie Rückbauten von 110-kV-Leitungen.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

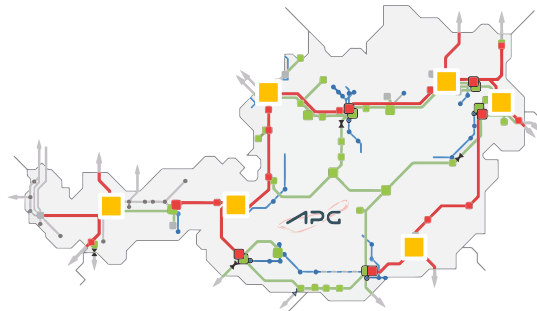
- Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Auflösung der dzt. bestehenden 4-fach-Leitung (rd. 2 km im Bereich Golfplatz Tillysburg) in den Zentralraum Oberösterreich. Schaffung eines 220-kV-Ringes zur redundanten Anspeisung der Umspannwerke des ZROÖ aus dem APG-Übertragungsnetz
- Auftrennung des 110-kV-Teilnetzes „OÖEH“ aus Ernsthofen; dadurch können die Kurzschlussleistungen gesenkt und die Versorgungssicherheit zukünftig sicher und zuverlässig gewährleistet werden

Weitere Projektinformationen

- Abgestimmtes netztechnisches Konzept der drei Netzbetreiber und Gemeinschaftsprojekt von APG, Netz OÖ und LINZ NETZ sowie in Kooperation mit voestalpine
- Aufgrund des Projektumfanges (v.a. der Umspannwerke) und der weitgehenden Nutzung der bestehenden Trassen liegt ein sehr komplexes Projekt vor, wobei in den Umbauphasen (d.h. in den Zeiträumen der Abschaltungen) die Versorgung bzw. Anspeisung des ZROÖ weiterhin sichergestellt werden muss
- Wesentliche Voraussetzung für die Realisierungsmöglichkeit weiterer Projekte aus den Netzentwicklungsplänen der oberösterreichischen Verteilernetzbetreiber zur Bildung von 110-kV-Teilnetzen und v.a. für 110-kV-Kabelprojekte im Linzer Raum; siehe auch: [Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber – EbUtilities](#)
- Siehe auch: <https://www.apg.at/projekte/zentralraum-oberoesterreich/>
- Umsetzung des Projekts seit Juli 2024

4.6.6 Errichtung von 380-kV-Phasenschiebertransformatoren in Netzknoten

Projektnummer: 25-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2031/32
Auslöser und technische Notwendigkeit Wie in Kapitel 2.6.2 dargestellt, kommt es durch Ablauf des Aktionsplans gemäß der darin festgeschriebenen Trajektorie mit Ende 2025 zu einer Anhebung der Handelskapazitäten auf die im Clean Energy Package vorgeschriebenen 70% der Übertragungskapazität. Weiters zeigt sich beim EE-Ausbau vor allem in den letzten Jahren eine sehr hohe Dynamik, die sich aufgrund der Volatilität und der günstigen Gestehungskosten in hohem Maße auf die Strompreise in den jeweiligen Handelszonen auswirkt und damit massive Einflüsse auf den Stromhandel und v.a. Leistungsflüsse in den Übertragungsnetzen hat. Österreich ist aufgrund seiner zentralen Lage im europäischen Übertragungsnetz der ENTSO-E diesen Entwicklungen besonders stark ausgesetzt und verzeichnet bereits heute hohe Ost-West-Lastflüsse. Gemäß den Prognoserechnungen im TYNDP wird sich diese Entwicklung in den nächsten Jahren noch verschärfen. Zusätzlich zu den physikalischen Gegebenheiten eines Europa-weit verbundenen Übertragungsnetz kann es dazu kommen, dass Leitungen die Grenzen ihrer Transportkapazität erreichen, während parallele Leitungen weniger ausgelastet sind. Um die Transportkapazität des Netzes insgesamt optimal zu nutzen ist der Einsatz von lastflussssteuernden Elementen wie beispielsweise Phasenschiebertransformatoren (PST) zielführend. Damit kann der Lastfluss bis zu einem gewissen Grad gesteuert und somit sichergestellt werden, dass die Leistungsflüsse gleichmäßig bzw. optimiert bezogen auf die verfügbaren Transportkapazitäten im Netz verteilt werden. APG untersucht mit umfangreichen Simulationsrechnungen und Studien verschiedene Standorte in Hinblick auf die Wirksamkeit und Möglichkeiten für einen entsprechenden Ausbau von 380-kV-Phasenschiebertransformatoren. Derzeit werden folgende Standorte zur Optimierung des PST-Konzeptes näher untersucht: • UW Dürnrohr • UW Sarasdorf / (zukünftiges) UW Parndorf • UW Kainachtal • UW Tauern • UW Westtirol • UW St. Peter		



Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung von 380-kV-Phasenschiebertransformatoren (PST) an bestimmten, z.B. zwei der oben angeführten Standorte
- Erweiterung der 380-kV-Schaltanlagen zur Einbindung der PST
- Technische Auslegung zur gezielten Steuerung von Lastflüssen auf v.a. stark belasteten Ost-West-Transportachsen

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Optimierte Nutzung der Übertragungskapazitäten durch gezielte Lastflusssteuerung
- Erhöhung der (n-1)- und Netzbetriebssicherheit
- Erhöhung der Versorgungssicherheit durch gleichmäßigere Auslastung des Netzes
- Reduktion von Engpässen und damit Redispatch- und Engpassmanagementkosten
- Beitrag zur Marktintegration und Umsetzung der europäischen Energiebinnenmarktziele

Weitere Projektinformationen

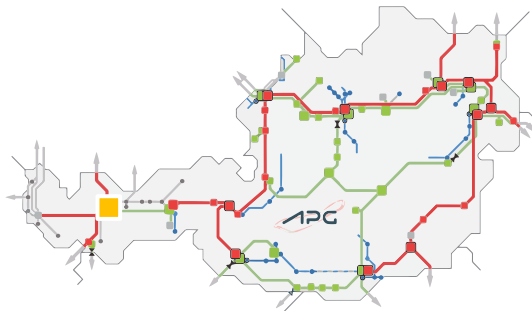
- Netzanalysen und Untersuchungen zu den Standorten werden in den kommenden Wochen weiter fortgeführt. Es ist vorgesehen, die Ergebnisse und Auswahl der optimalen Standorte bis Ende Sommer (Einreichversion des NEP 2025) zu präzisieren

4.7 Cluster Netzraum Tirol / UW Westtirol / UW Zell Ziller

Das Umspannwerk Westtirol ist aufgrund der Lage und Leitungsanbindungen, den Leitungen nach Vorarlberg, in Richtung Osten und nach DE/CH/IT sowie den nahen und geplanten Kraftwerken von hoher Bedeutung für die österreichische Stromversorgung sowie der zentrale APG-Netzknoten im Westen Österreichs. Bereits in den Vorversionen zum NEP25 sind mehrere Maßnahmen und Projektteile als NEP-Projekte aufgenommen worden. Mit dem Ziel einer möglichst hohen zeitlichen und kostenmäßigen Effizienz bzw. um mögliche Synergien zu nutzen, erfolgt im diesjährigen NEP eine Optimierung der Gliederung der einzelnen Projektteile im Netzraum Tirol bzw. v.a. im Umspannwerk Westtirol.

4.7.1 UW Westtirol: Ersatzneubau der 380-kV-Anlage und Errichtung zwei 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2031
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund des Alters und der Verfügbarkeit eines Ersatzes im Falle eines Ausfalls ist der bestehende 380/220-kV-Umspanner zu ersetzen. Ein Transformator mit derselben Leistung ist aufgrund des Gewichts und der aktuellen Transportmöglichkeiten mit dem österreichischen Bahn- und Straßennetz nicht ohne aufwändige und kostspielige Maßnahmen an den Transportwegen möglich. Als Ersatz werden daher zwei Transformatoren mit einer Leistung von je 850 MVA errichtet. Der erforderliche weitere Ausbau von 380/220-kV-Transformatoren kann aufgrund der Platzverhältnisse erst später im Rahmen der Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage erfolgen. Durch die beschränkten Flächenverhältnisse in Westtirol kann die bestehende 380-kV-Schaltanlage nicht im erforderlichen Umfang für die weiteren Ausbauprojekte (vgl. NEP-Projekt 13-2 & 25-14) erweitert werden. Im Sinne einer effizienten Umsetzung und möglichst uneingeschränkter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebs wird daher die Errichtung einer gasisolierten 380-kV-Schaltanlage überlegt. Der so gewonnene Platz, im Vergleich zur bestehenden Freiluftanlage, ermöglicht eine effiziente Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage in Freilufttechnik inklusive der zusätzlich benötigten Schaltfelder für die weiteren geplanten Ausbauprojekte. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage als Ersatz für die bestehende Anlage • Errichtung von zwei 380/220-kV-Umspanner mit je 850 MVA Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs		



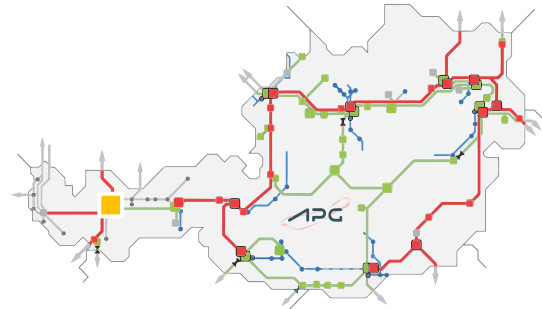
- Voraussetzung für die weiteren Ausbauten im UW Westtirol zur Übertragung stetig steigender Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales sowie durch neue und zukünftige Erzeugungsanlagen sowie Entwicklungen des energiewirtschaftlichen Umfelds (inkl. in benachbarten Netzbereichen)

Weitere Projektinformationen

- Vgl. Errichtung Umspanner als Teil des ENTSO-E TYNDP2024 Projekts TR 1054 (<https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1054>)
- Errichtung Umspanner ist Teil des Projektes PCI 2.1.3.
- Projektabwicklung in Kombination mit der Generalerneuerung der 220-kV-Anlage (vgl. NEP-Projekt 19-7)

4.7.2 UW Westtirol: Generalerneuerung 220-kV-Anlage

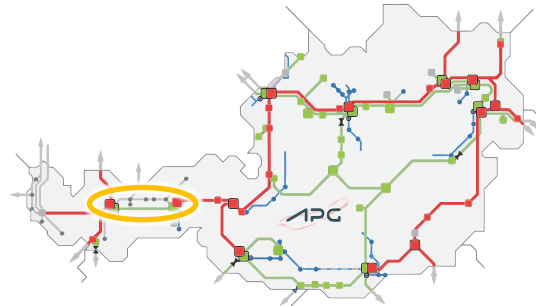
Projektnummer: 19-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2035
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten und der Grenzen der betrieblichen Belastbarkeit aufgrund des Alters (Ersterrichtung im Jahr 1964), sowie eingeschränkte Reserveteilverfügbarkeit bei Schaltgeräten erfordern in Zusammenhang mit den zukünftigen Entwicklungen von regionalen Kraftwerkspjekten und weiteren Netzausbauten (vgl. NEP-Projekte 14-3, 11-9 & 13-2) die Generalerneuerung der 220-kV-Anlage im UW Westtirol. Die Ausbauten und Ertüchtigungen im UW Westtirol – dem bedeutenden APG-Netzknoten im Westen Österreichs – stellen in Kombination mit den weiteren regionalen Netzausbauten die Basis für die Steigerung der Leistungsfähigkeit des APG-Netzes in West-Österreich dar. Ausgelöst durch geplante Erzeugungsanlagen im Westen Österreichs, durch erhöhte Interaktion mit dem europäischen Umfeld (Deutschland, Schweiz, Frankreich, Italien) sowie die allgemeine Laststeigerung, kommt es vermehrt zu hohen Belastungen des bestehenden 380/220-kV-Umspanners (1000 MVA) in Westtirol. Dieser wird im Rahmen des Projektes 11-9 durch zwei Umspanner mit einer Leistung von je 850 MVA ersetzt. Durch bereits gestiegene und zukünftig erhöhte Belastungen (unter anderem durch Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und in der östlichen Schweiz sowie die Vorgaben aus dem CEP – vgl. Abschnitt 2.6.2) und durch Ost-West-Leistungsflüsse im Inntal, bedarf es der Erhöhung der Umspannerkapazität bzw. der (n-1)-Sicherheit. Zu diesem Zweck werden im Rahmen dieses Projektes zwei weitere 380/220-kV-Umspanner mit einer Leistung von je 850 MVA im UW Westtirol errichtet. Nach Abschluss der geplanten Projekte im UW Westtirol stehen somit vier 380/220-kV-Umspanner zur Verfügung. Projektbeschreibung und technische Daten • Generalerneuerung der 220-kV-Anlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes inkl. Einsatz von Provisorien • Errichtung zwei 380/220-kV-Umspanner mit je 850 MVA Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs durch die zusätzlichen Umspanner • Alters- und Zustandsbedingte Generalerneuerung Weitere Statusdetails • Aufgrund der beengten Platzverhältnisse und der technischen Komplexität stellt dieses Projekt eine besondere Herausforderung dar und hat eine hohe Abhängigkeit von weiteren Projekten im UW Westtirol (NEP 14-3, 11-9 & 13-2)		



- Aktuell laufende Gespräche mit Projektpartnern, Gemeinde und Land Tirol für eine koordinierte Umsetzung der Maßnahmen (inkl. geplante 110-kV-Maßnahmen von TINETZ) und nötige Flächenerweiterungen

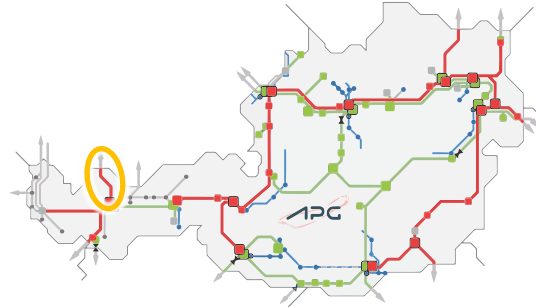
4.7.3 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller (Netzraum Tirol): TAL–Seiltausch

Projektnummer: 14–3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2030/2031
Auslöser und technische Notwendigkeit Das UW Westtirol stellt den wichtigsten Netzknoten des APG–Übertragungsnetzes in West–Österreich dar. Es bestehen Leitungsverbindungen zum Übertragungsnetz von VÜN, nach Deutschland und in die Schweiz bzw. 220–kV–Verbindungen zur TI–NETZ und eine Netzanbindung der ÖBB. Die sog. „Inntal–Achse“ mit der Verbindung zwischen den Umspannwerken Zell/Ziller und Westtirol und deren Fortsetzung über den Arlberg sowie die Kuppelleitungen nach Deutschland und in die Schweiz stellen das APG–Übertragungsnetz im Westen Österreichs dar. Über die Inntal–Achse erfolgt zukünftig die leistungsfähige Anbindung an den geplanten 380–kV–Ring. Es liegt eine starke Interaktion mit dem Übertragungsnetz und den Entwicklungen in Süd–West–Deutschland vor (EE–Ausbau, KKW–Stilllegungen), da die Inntal–Achse über die Netzknoten Tauern und St. Peter aus netztechnischer Sicht die erste Parallel–Masche zum Süd–Bayrischen Netzraum bildet. Die laufenden und zukünftigen Entwicklungen der Energiewende und dem EE–Ausbau zeigen auch hier Auswirkungen mit steigenden Netzbelastungen. Im ÖNIP 2024 wurde in diesem Netzraum ein Stromtransportbedarfskorridor identifiziert. Um den zukünftigen Transportbedarf zu decken ist neben der hier beschriebenen kurzfristigen Maßnahme an der bestehenden 220–kV–Leitung mittel– bis langfristig der 380–kV–Lückenschluss zwischen dem UW Westtirol und UW Zell/Ziller vorgesehen (vgl. NEP–Projekt 25–12). Die TAL–Beseilung stellt einen wesentlichen Schritt dar, um rasch den kurzfristigen Bedarf zu decken und bis zur IBN der neuen 380–kV–Verbindung eine Steigerung der Leistungsfähigkeit im Westen Österreichs zu ermöglichen. Projektbeschreibung und technische Daten - Die Leitungsbau–technische Umsetzung sieht die Auflage eines TAL–Seiles auf der 220–kV–Leitung der APG vor (oder ev. Seile mit Karbonkern). - Erhöhung der Netz– und Systemsicherheit sowie der (n–1)–Reserven Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit dem Projekt werden die Netzintegration der EE, die Netz– und Versorgungssicherheit im Großraum des Inntales sowie die Entwicklung des Strommarktes und neue Kundenprojekte unterstützt. Weitere Projektinformationen - PCI–Projekt 2.1.3. - TYNDP 2024 Projekt TR 1054 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1054)		



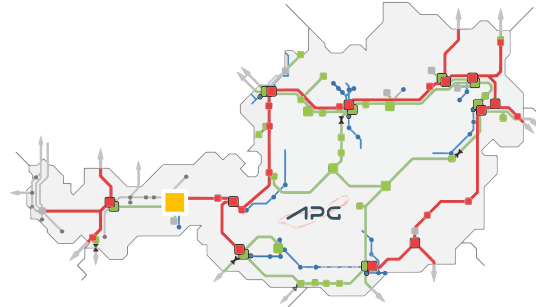
4.7.4 UW Westtirol: 380-kV-Spannungsumstellung Ltgs.system Memmingen (System 411)

Projektnummer: 13-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und technische Notwendigkeit Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft und PV) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland (Strommarkt) führt durch steigende Importe der österr. Bilanzgruppen und der Interaktion mit den österr. Pumpspeicherkraftwerken zu steigenden Netzbelastungen an den Kuppelleitungen nach Deutschland. Durch den weiteren EE-Ausbau und der Interaktion mit den Pumpspeicherkraftwerken sind steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten. Projektbeschreibung und technische Daten Bei der bestehenden Leitung Westtirol – Memmingen/Leupolz (DE) handelt es sich um eine zweissystemige 380-kV-Kuppelleitung zwischen Österreich und Deutschland. Eines der beiden Leitungssysteme (Westtirol – Vöhringen) wird derzeit noch mit 220 kV betrieben und kann auf die Betriebsspannung von 380 kV umgestellt werden. Für diese Maßnahme ist die Errichtung eines 380-kV-Schaltfeldes im UW Westtirol erforderlich (erfolgt im Rahmen des Ersatzneubaus im Projekt 11-9), die Leitung ist bereits für 380-kV-Betrieb vorbereitet. Das Projekt befindet sich in Abstimmung mit dem deutschen Übertragungsnetzpartner Amprion. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Die erhöhte Übertragungskapazität erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von Einspeisern und Kunden in der Region. Mit der Umstellung des Leitungssystems auf 380-kV-Betrieb werden höhere Austauschleistungen und (n-1)-Reserven ermöglicht. Das Projekt unterstützt die Interaktion zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich und verbessert die Marktkopplung. Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert (auf ca. ein Drittel). Weitere Projektinformationen • TYNDP 2024 Projekt TR 47 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/47) • Deutschland Netzentwicklungsplan Strom 2037 (2023) Projekt P74		



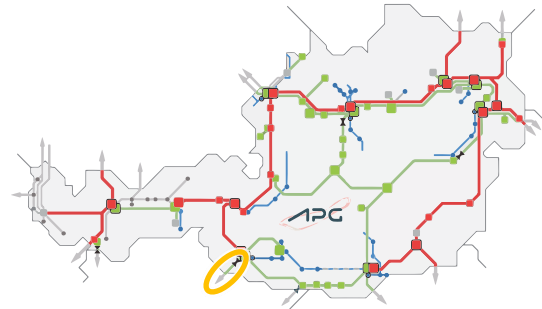
4.7.5 UW Zell/Ziller: 3. 380/220-kV-Umspanner (1.200 MVA)

Projektnummer: 25-4	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2031
Auslöser und technische Notwendigkeit Mit dem fortschreitenden Netzausbau und der zunehmenden Ost-West-Lastflüsse im österreichischen Übertragungsnetz treten bereits heute Engpässe an den beiden bestehenden 380/220-kV-Umspannern im Umspannwerk Zell/Ziller auf. In den Prognoserechnungen mit zunehmenden EE-Ausbauten und neuen Pumpspeicherkraftwerken werden sich diese kurz- bis mittelfristig weiter verschärfen. Zur Erhöhung der Transportkapazitäten in Ost-West-Richtung ist im Rahmen des NEP-Projekts 14-3 ein Seiltausch auf der 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller vorgesehen. Die damit einhergehende Steigerung der Stromtragfähigkeit erfordert die Erhöhung der Umspannerleistung, die durch die Errichtung eines dritten 380/220-kV-Transformators bereitgestellt werden soll. Dies erhöht die Netz- und Betriebssicherheit sowie die (n-1)-Sicherheit bei Nicht-Verfügbarkeit eines Umspanners im UW Zell/Ziller wesentlich. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners (1.200 MVA) • Einbindung in die 380- und 220-kV-Anlagen über Schaltfelder Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Errichtung des dritten 380/220-kV-Umspanners im UW Zell/Ziller werden die (n-1)- und Netzbetriebssicherheit und Ost-West-Transportkapazität im APG-Netz erhöht sowie Engpässe reduziert. Dies schafft die Voraussetzung für eine verbesserte Netzintegration erneuerbarer Energien sowie für den weiteren Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im zentral- bis westlichen Netzbereich der APG. Darüber hinaus wird die Versorgungssicherheit im Netzraum Tirol nachhaltig gestärkt und die Resilienz des Übertragungsnetzes erhöht. Weitere Projektinformationen • Grundsatzplanungen werden gestartet		



4.7.6 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Soverzene)

Projektnummer: 19-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2031
Auslöser/Projektbeschreibung sowie netzbetrieblicher u. energiewirtschaftlicher Nutzen Aufgrund des fortschreitenden Alters der Leitung mit einer Inbetriebnahme im Jahr 1953 müssen nach über 70 (!) Betriebsjahren nun Erneuerungsmaßnahmen gesetzt werden. Aufgrund der regionalen Netzbelastungen und an den Übergabestellen nach Italien, werden derzeit in Abstimmung mit Terna die Detail-Maßnahmen für die zukünftigen Entwicklungen untersucht. Diese stehen auch im Einklang mit den übergeordneten europäischen Vorgaben zur Marktentwicklung. Um dem Strommarkt bei längeren Abschaltungen für die Generalerneuerung dieser Leitung entsprechende Handelskapazitäten auf der AT-IT-Grenze zur Verfügung zu stellen, wird dieses Projekt nach der bereits erfolgten Inbetriebnahme des Reschenpass-Projektes (vgl. NEP23 Projekt 11-12) umgesetzt. Die Planungen sehen eine Generalerneuerung der einsystemigen 220-kV-Leitung mit der Auflage einer modernen Beseilung (2er-Bündel) sowie den Ausbau bzw. die Erweiterung eines Phasenschiebertransformators (220-kV) im UW Lienz vor. Weiters erfolgt im Zuge des Projektes eine Erneuerung und Erweiterung des Betriebsgebäudes. Weitere Statusdetails • Abgestimmtes Konzept für die Generalerneuerung der Leitung mit dem italienischen Partner-TSO Terna und laufende Abstimmungen • Das Projekt wurde Mitte 2024 zur Genehmigung bei den zuständigen Behörden als UVP-Verfahren eingereicht • TYNDP 2024 Projekt TR 375 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/375) • Weitere Informationen https://www.apg.at/projekte/erneuerung-suedverbindung-lienz/		



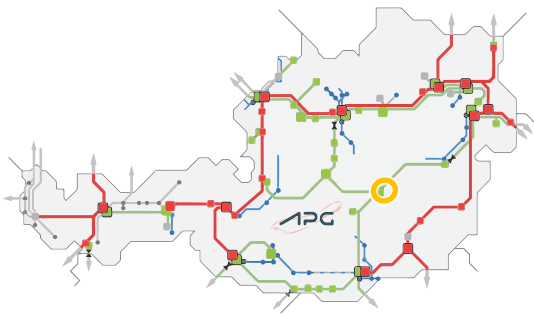
4.8 Cluster AT-Zentral / Steiermark

4.8.1 220-kV-Leitung Hessenberg – Leoben und 220-kV-Ausbau UW Hessenberg

Projektnummer: 23-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW und Leitung	Gepl. IBN: 2027

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die Teilprojekte 220-kV-Leitung Hessenberg – Leoben und der Ausbau der 220-kV-Schaltanlage Hessenberg bilden mit dem NEP-Projekt 21-7 (neues 220/110-kV-UW Leoben als drittes Teilprojekt) ein Gesamtkonzept bzw. Programm. Das neue UW Leoben 220/110-kV wird mit den hier beschriebenen Teilprojekten an den 220-kV-Netzknoten Hessenberg der APG angebunden.



The map shows a network of high-voltage power lines (red and green lines) connecting various substations (red squares) across a geographical area. A yellow circle highlights a specific node in the network, likely the new 220/110-kV substation in Leoben. The APG logo is visible on the map.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Umbau der vom UW Hessenberg Richtung Ternitz führenden 220-kV-Leitung (ca. 4 km) und Mitführung von zwei 220-kV-Systemen zum UW Leoben 220/110 kV (insgesamt ca. 7 km)
- Ausbau von 220-kV-Schaltfeldern für die Leitungseinbindung im UW Hessenberg

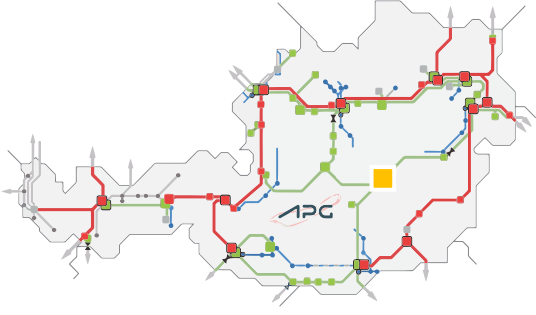
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit sowie der Betriebssicherheit
- Erhöhung der regionalen Transportleistungen
- Netzintegration der stark steigenden lokalen EE-Erzeugung

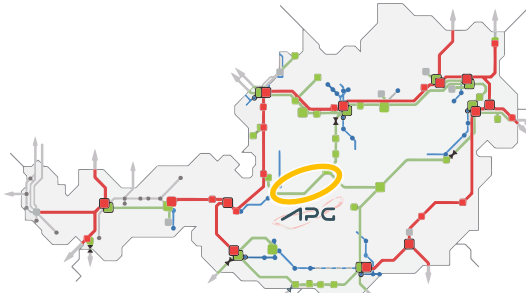
Weitere Statusdetails

- Abgestimmte Planungen mit Energienetze Steiermark und voestalpine Stahl Donawitz
- Siehe auch NEP-Projekt 21-7 (Abschnitt 4.8.2)
- Siehe auch: <https://www.apg.at/projekte/anbindung-leoben/>

4.8.2 Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark

Projektnummer: 21-7	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Steigende regionale EE-Ausbauten von Wasserkraft, Windkraft und PV führen zum Bedarf einer 220/110-kV-Netzabstützung für Energienetze Steiermark im Bereich westlich von Leoben. Weiters liegen Pläne der lokalen Stahlindustrie für Technologieumstellungen als Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele vor. Dabei werden Prozesse der konventionellen kohlebasierten Stahlerzeugung schrittweise auf strombasierte Verfahren umgestellt bzw. mit diesen ergänzt. Durch diese Technologieumstellung und die Herstellung von „grünem Stahl“ können große CO₂-Einsparungen erreicht werden. Für die Netzintegration der lokalen erneuerbaren Stromerzeuger ist es nötig im Bereich westlich von Leoben einen neuen 220-kV-Übergabepunkt zum 110-kV-Verteilernetz der ENS zu errichten. Dieser bietet in weiterer Folge auch die Möglichkeit für den Netzanschluss der lokalen Stahlindustrie für die Technologieumstellung zur Herstellung von „grünem Stahl“ mit dem Einsatz von Elektroschmelzöfen (sog. „EAF“) und zur Produktion von Wasserstoff.  Projektbeschreibung und technische Daten - Anbindung durch die neue 220-kV-Leitung ausgehend vom UW Hessenberg (NEP 23-2) - Errichtung eines neuen 220/110-kV-Umspannwerks für Energienetze Steiermark (ENS) - Errichtung eines 220/110-kV-Umspanners mit 220 MVA - Errichtung einer 110-kV/Mittelspannungsanlage durch ENS zur Integration von EE - Möglichkeit eines 220-kV-Netzanschlusses für die lokale Stahlindustrie (voestalpine) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen - Netzintegration der stark steigenden lokalen EE-Erzeugung - Erhöhung der Versorgungs- und Betriebssicherheit - Wesentliche Maßnahme zur EE-Integration und zur Dekarbonisierung im Industriesektor und damit Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele Weitere Statusdetails - Neues Umspannwerk (green field) - Siehe auch bzw. Zusammenhang mit NEP 23-2 - Weitere Informationen: https://www.apg.at/projekte/anbindung-leoben/ - Projekt ist in Umsetzung		

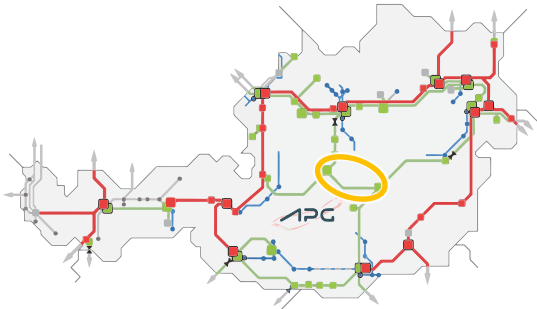
4.8.3 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach

Projektnummer: 19-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt/Ausführungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Leitung wurde im Jahr 1949 in Betrieb genommen und das fortschreitende Alter sowie die gestiegene Leitungsbelastung bedingen Erneuerungsmaßnahmen. Die Stromflüsse im APG-Netz sind heute im steigenden Maße durch den Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) und den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen dominiert und zeigen zunehmend volatile Leistungsflüsse. Absehbare weitere Verbrauchszuwächse im steirischen Ennstal und den Regionen steirisches Salzkammergut, Schladming-Dachstein und Gesäuse (inkl. der Substituierung von fossilen Energieträgern durch Strom aus EE) erfordern zukünftig ein leistungsfähiges Stromnetz im Großraum des Ennstales.  Projektbeschreibung und technische Daten Aufgrund von gegenseitigen Abhängigkeiten von Projekten – v.a. hinsichtlich der nötigen Abschaltungen – wurde für die Leitung (Tauern) Reitdorf – Weißenbach (Systeme 221/222) ein mehrstufiges Sanierungskonzept ausgearbeitet, welches auf die Bauphasen und nötigen Abschaltungen der Salzburgleitung und andere Projekte Rücksicht nimmt: • Es erfolgte ein Seiltausch auf der 220-kV-Leitung vom UW Tauern bis UW Weißenbach in 2021 zur Reduktion des Engpassmanagements • Demontage des Leitungsabschnittes vom UW Tauern bis zum Einbindepunkt „Reitdorf“ nach bereits erfolgter Inbetriebnahme der Salzburgleitung gemäß dem UVP-Bescheid (d.h. die „Ennstal“-Leitung wird an den 220-kV-Abschnitt der Salzburgleitung angebunden und „endet“ dann im UW Pongau) • Generalerneuerung der 220-kV-Leitung vom Anbindungspunkt „Reitdorf“ der Salzburgleitung bis UW Weißenbach von 2026 – 2028 mit Auflage einer modernen Beseilung (erfordert eine zweisystemige Abschaltung) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Das Projekt dient der Stärkung der Leistungsfähigkeit in Ost ↔ West-Richtung im zentralen APG-Netz, ist Grundlage für die Realisierung weiterer Projekte (z.B. Netzabstützungen für Energienetze Steiermark) und ist bedeutend in Zusammenhang mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Netzintegration der EE, neue Kundenanschlüsse für Industriebetriebe und Kraftwerksprojekte). Die Generalerneuerung der 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach bringt regional eine wesentliche Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Betriebsreserven sowie eine Steigerung der Leistungsfähigkeit des APG-Übertagungsnetzes, v.a. aber für die Regionen Schladming-Dachstein („Ennstal“), steirisches Salzkammergut und Gesäuse. Damit werden Möglichkeiten für nachhaltige Entwicklungen für Tourismus und Industrie/Gewerbe in diesen Regionen, EE-Ausbauten und die Erreichung der Klimaschutzziele auf regionaler Ebene sowie insbesondere die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für die Zukunft gesichert.		

Weitere Statusdetails

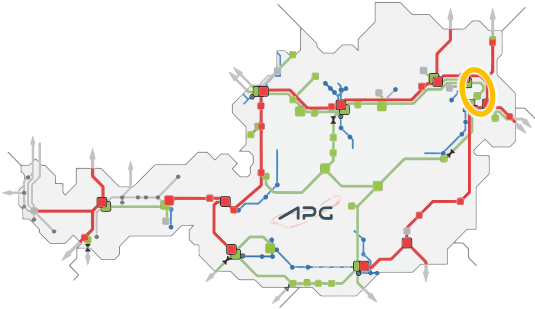
- Am 31.10.2022 wurde das Projekt erstinstanzlich gemäß StWG genehmigt (BMK)
- Am 15.05.2023 wurde der Bescheid durch das VwG Wien bestätigt
- Umsetzung von Frühjahr 2026 bis Frühjahr 2028
- TYNDP 2024 Projekt TR 1234 (<https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1234>)
- Weitere Informationen: <https://www.apg.at/projekte/ennstalleitung/>

4.8.4 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg

Projektnummer: 19-4	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und Projektbeschreibung Die 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg ist ebenfalls eine wichtige und zentrale innerösterreichische Ost D West-Verbindung, die im Jahr 1957 errichtet wurde. Anlassbezogen stehen ebenfalls Instandhaltungs- bzw. Erneuerungsmaßnahmen in den nächsten Jahren an. Die Stromflüsse im APG-Netz sind heute im steigenden Maße durch den EE-Ausbau und den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen dominiert und zeigen zunehmend volatile Leistungsflüsse. Absehbare weitere Verbrauchszuwächse und die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Zentral-Österreich und in der Steiermark werden zukünftig ein leistungsfähiges Stromnetz erfordern.  Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Das Projekt dient der Stärkung der Leistungsfähigkeit in Ost ↔ West-Richtung im zentralen APG-Netz, ist Grundlage für die Realisierung weiterer Projekte (z.B. Netzabstützungen für Energienetze Steiermark) und ist bedeutend in Zusammenhang mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Netzintegration der EE, neue Kundenanschlüsse für leistungsstarke Industriebetriebe und Kraftwerksprojekte). Die Generalerneuerung bringt regional eine wesentliche Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und der Betriebsreserven sowie eine Steigerung der Leistungsfähigkeit des APG-Übertagungsnetzes. Damit werden Möglichkeiten für nachhaltige Entwicklungen für die Industrie/Gewerbe in dieser Region, EE-Ausbauten und die Erreichung der Klimaschutzziele auf regionaler Ebene sowie insbesondere die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für die Zukunft gesichert. Weitere Statusdetails • Mit Bescheid vom 19.12.2023 hat die steiermärkische Landesregierung der Generalerneuerung die starkstromwegerechtliche Genehmigung erteilt. • geplante Umsetzung 2028 – 2030 (wegen anderen Projekten/Abschaltungen) • TYNDP 2024 Projekt TR 1121 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1121) • Weitere Informationen: https://www.apg.at/projekte/liezen-leoben-leitung/		

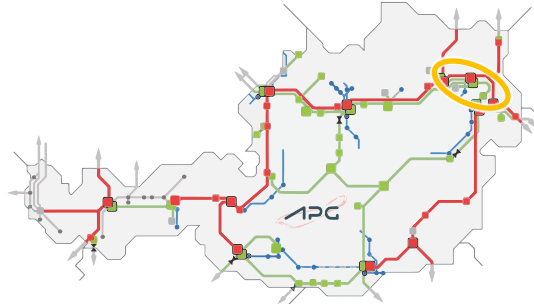
4.9 Modernisierungen und Generalsanierungen von Leitungen (Seiltäusche)

4.9.1 Generalsanierung 220-kV-Leitung Bisamberg – Wien Südost: Seiltausch

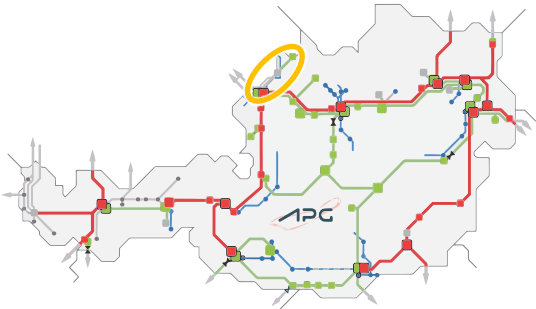
Projektnummer: 23-4	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2028
Projektbeschreibung u. technische Daten Die bestehende 220-kV-Leitung Bisamberg– Wien Südost wurde 1962 errichtet und steht altersbedingt zur Sanierung bzw. Generalerneuerung an. Dabei werden Möglichkeiten für die Verwendung von modernen Seilen geprüft. Das Projekt umfasst die bestehende 220-kV-Leitungsverbindung zwischen den 220-kV-Umspannwerken Bisamberg und Wien Südost auf einer Länge von rd. 40 km.  Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration von Erneuerbaren • Verbesserte Anbindung der 220-kV-Donauschiene an die bestehende 220-kV-Netztopologie im Osten Österreichs • Erhöhung der Netz- und Betriebssicherheit sowie (n-1)-Sicherheit • Erhöhung der Versorgungssicherheit Weitere Projektinformationen • Generalsanierung der 220-kV-Leitung • TYNDP 2024 Projekt TR 1159 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1159)		

4.9.3 Modernisierung 380-kV-Leitung Dürnrohr – Sarasdorf: Seiltausch

Projektnummer: 25-5	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Die bestehende viersystemige 380-kV-Leitungsverbindung zwischen den Umspannwerken Dürnrohr, Bisamberg, Sarasdorf und Wien Südost stellt die zentrale Leitungsverbindung für die Anspeisung des Großraumes Wien und Niederösterreich sowie für die Einspeisung erneuerbarer Erzeugung im Osten des Landes dar. Im Zuge der Netzentwicklung und der Umsetzung mehrerer NEP-Projekte – darunter die Projekte UW Seyring (21-2), UW Wien Ost (18-5), UW Wien Südost (21-14, 23-6, 23-13, 23-19) sowie UW Sarasdorf (19-1, 23-5) – kommt es kurz-mittelfristig zu einer weiteren Erhöhung der Lastflüsse und damit einer steigenden Belastung auf der Leitung. Weiters wurde bei Zustandsbewertungen festgestellt, dass Sanierungsmaßnahmen an Leiterseilen erforderlich sind. Um den zukünftigen netzbetrieblichen und energiewirtschaftlichen Anforderungen zu entsprechen, wird ein Seiltausch auf moderne Seile vorgesehen (Hochtemperaturseile (TAL) oder Seile mit Karbonkern). Damit wird die Stromtragfähigkeit und (n-1)-Sicherheit der Leitung erhöht und die Netzintegration erneuerbarer Energieträger sowie die Versorgungssicherheit im Großraum Wien und Niederösterreich gestärkt. Projektbeschreibung und technische Daten - Seiltausch auf der 380-kV-Leitung Dürnrohr – Bisamberg – Sarasdorf - Einsatz moderner Seile (Hochtemperaturseile (TAL) oder Seile mit Karbonkern) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen - Stärkung der Versorgungssicherheit für den Großraum Wien, Niederösterreich und die umliegenden Regionen durch Erhöhung der Leistungsfähigkeit - Verbesserung der netztechnischen Anbindung der 380-kV-Weinviertelleitung - Erhöhung der Resilienz des Übertragungsnetzes durch Modernisierung der bestehenden Leitung und Vorbereitung für eine leistungsfähige Netzanbindung von zukünftigen Projekten (insbesondere NEP 23-3 und 25-11) Weitere Projektinformationen - Aktuell Prüfung hinsichtlich technischer Machbarkeit (Leitungsbau/Seilzug) sowie v.a. der erforderlichen Abschaltungen und Abschaltzeiträume - Seiltausch im Abschnitt Sarasdorf – Wien Südost ist als Teil des NEP-Projekts 23-3 vorgesehen		

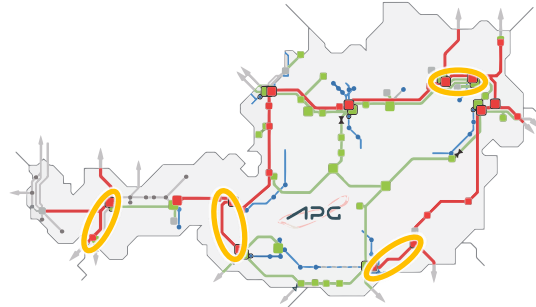


4.9.4 Generalsanierung 220-kV-Leitung St. Peter – Schärding – Jochenstein: Seiltausch

Projektnummer: 25-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Die 220-kV-Leitung St. Peter – Schärding – Jochenstein wurde im Jahr 1954 errichtet und verläuft abschnittsweise über deutsches Staatsgebiet, wo sie im Eigentum des deutschen Übertragungsnetzbetreibers TenneT steht (Gemeinschaftsleitung TenneT und APG). Aufgrund des Anlagenalters und Entwicklungen im Rahmen der Energiewende und mit dem Ausbau der Erneuerbaren inkl. von Wasserkraft stehen Sanierungen und Modernisierungen an. Um die zukünftigen Anforderungen an EE-Einspeisungen und Stromtransporten abzudecken wird eine Leitungssanierung mit einem Seiltausch auf TAL-Seile gemeinsam mit TenneT geplant.  Projektbeschreibung und technische Daten • Sanierung und Modernisierung der bestehenden 220-kV-Leitung (in Abstimmung mit TenneT) • Seiltausch mit Auflage moderner TAL-Seile Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Die 220-kV-Leitung hat eine zentrale Rolle für den Abtransport elektrischer Energie aus Wasserkraftanlagen sowie als Netzabstützung für das Verteilernetz von Netz Oberösterreich im Bereich des westlichen Mühlviertels (bereits heute hoher Anteil an PV-Erzeugung). Durch die geplanten Maßnahmen wird die Leitung für die zukünftigen Anforderungen ertüchtigt und leistet einen wesentlichen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien inkl. Wasserkraft und der Energiewende sowie zur Versorgungssicherheit in der Region. Die Maßnahme erhöht die Netz- und Betriebssicherheit sowie die (n-1)-Sicherheit an der Leitung und im Netzraum wesentlich. Weitere Projektinformationen • Das Projekt wird in enger Abstimmung mit dem deutschen Partner-TSO TenneT durchgeführt		

4.9.5 Modernisierungen an 380-kV-Leitungen (Seiltäusche)

Projektnummer: 25-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 (220) kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2029-2035
Auslöser und technische Notwendigkeit Ein großer Teil der 380-kV-Leitungen im österreichischen Übertragungsnetz wurde in den 1970er- und v.a. 1980er-Jahren errichtet. Diese nunmehr rund 40 bis 50 Jahre alten Leitungen stellen die leistungsfähigen 380-kV-Verbindungen zwischen den Netzknoten im APG-Netz dar (rote Leitungen in der nebenstehenden Graphik). Da damaligen technischen Standards waren Beseilungen mit 2er-Bündel je Phase (heute werden 3er-Bündel bei 380-kV-Leitungen verwendet). Durch den Einsatz moderner Leiterseile (Hochtemperaturleiterseile (TAL) oder Seile mit Karbonkern) können die Leistungsfähigkeit der Bestandsleitungen und die (n-1)-Betriebssicherheit nachhaltig gesteigert werden. Es erfolgt eine systematische Prüfung ausgewählter Leitungen hinsichtlich technischer Machbarkeit, Synergien in der Projektumsetzung und v.a. bezogen auf die nötigen Abschaltungen und Abschaltzeiträume mit anderen Projekten sowie deren zeitlichen Einordnung in das APG-Gesamtprojektportfolio (z.B. in Kombination mit Generalerneuerungsprojekten v.a. NEP 19-2, 19-4, 23-4, 25-5 sowie weiteren Netzausbau-/Neubauprojekten). Mit den geplanten Maßnahmen und Seiltäuschen können erhöhte Sicherheiten im Netzbetrieb, (n-1)-Sicherheit und Verlängerungen der technischen Lebensdauer der Bestandsleitungen erzielt werden. Folgende Leitungszüge werden aktuell untersucht: • 380-kV-Leitung Westtirol – Nauders • 380-kV-Leitung Tauern – Lienz • 380-kV-Leitung Obersielach – Kainachtal • 220-kV-Leitung Dürnrohr – Bisamberg Projektbeschreibung und technische Daten • Seiltausch v.a. an bestehenden 380-kV-Leitungen auf moderne Leiterseile (TAL oder Seile mit Karbonkern) • Prüfung und Bewertung der Umsetzungsmöglichkeiten unter Berücksichtigung von: ○ Technische Umsetzbarkeit (Leitungsbau/Seilzug) ○ Benötigte Genehmigungen ○ Synergien bzw. Blockaden bezgl. Abschaltungen mit (zeitlich) parallelen NEP Projekten ○ Alter und technischer Seilzustand		



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die angeführten Leitungen stellen wichtige bzw. zentrale Verbindungen im APG-Netz dar. Durch die vergleichsweise zu Neubauprojekten kürzeren Realisierungszeiträume der einzelnen Seiltäusche könnten kurz- mittelfristige Netzverstärkungen realisiert werden, die den aktuellen netztechnischen und energiewirtschaftlichen Anforderungen dienen (z.B. Netzintegration erneuerbarer Energien, Netzanschluss und Anspeisung von VNB, EE und Lastzentren sowie neuen Kraftwerken und Kunden).

- Steigerung der (n-1)-Betriebssicherheit und Netzsicherheit
- Reduktion von Engpässen (inkl. EPM und Kosten)
- Erhöhung der Versorgungssicherheit

Die Maßnahmen tragen zur Reduktion bestehender Engpässe bei und schaffen zusätzliche Flexibilität im Netzbetrieb. Die gezielte Ertüchtigung und Modernisierung von 40-50 Jahre alten Leitungen stellt somit eine wirtschaftliche, effiziente und ökologische Ergänzung bzw. Vormaßnahme zu den mittel- bis langfristigen aus dem ÖNIP 2024 abgeleiteten Netzausbauprojekten (NEP-Projekte 25-8 bis 25-12) dar.

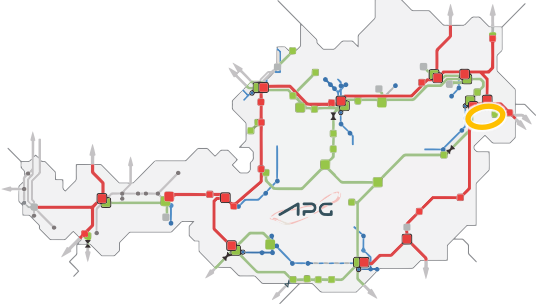
Weitere Projektinformationen

- Anwendung des NOVA-Prinzips (vgl. Kapitel III.D)
- Die Umsetzungsmöglichkeiten für die angeführten Leitungen befinden sich derzeit in Evaluierung. Die Konkretisierung und genauere zeitliche Umsetzung bzw. Reihenfolge der Einzelprojekte in Kombination mit anderen NEP-Projekten werden aktuell geprüft
- Die dazu nötigen mehrmonatigen bzw. 1-2 Jahre dauernden Abschaltungen stellen entsprechende betriebliche Herausforderungen dar und sind noch in Prüfung bzw. müssen mit den internationalen TSO-Partnern abgestimmt werden

4.10 Aus dem ÖNIP 2024 abgeleitete neue Projekte (380-kV)

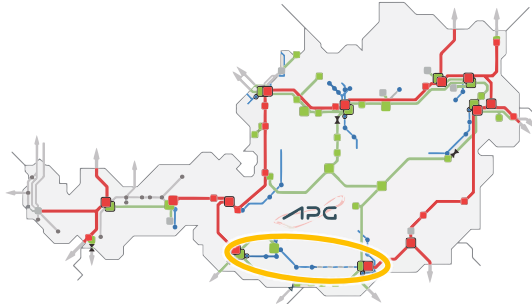
Die in diesem Kapitel beschriebenen Projekte NEP 25-8 bis 25-12 stellen die Übernahme der im ÖNIP 2024 identifizierten Stromtransportbedarfskorridore als fünf neue 380-kV-Leitungsprojekte in den Netzentwicklungsplan dar. Diese bilden eine wesentliche Voraussetzung für die geplanten EE-Ausbauten, die Dekarbonisierung des Energiesystems und der Industrie sowie für die Netzanbindung von Speichern und Kunden (vgl. auch Kapitel III.B & 3). Weiters wird mit Aufnahme dieser Projekte in den NEP 2025 von APG die Kohärenz mit dem ÖNIP 2024 (und TYNDP) sichergestellt.

4.10.1 Netzraum Burgenland Nord – Sarasdorf – Trumau (380-kV)

Projektnummer: 23-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung / UW	Gepl. IBN: 2034/35
Projektbeschreibung u. technische Daten Das in Entwicklung befindliche 380-kV-Netzkonzept umfasst die Erhöhung der regionalen Transportkapazitäten zur weiteren Netzintegration von EE v.a. im Bereich des nördlichen Burgenlands sowie des Brucker Beckens (NÖ; UW Sarasdorf) und den Großraum südlich-östlich von Wien (UW Trumau). Auslöser für die Netzentwicklung in diesem Netzraum sind u.a. massive EE-Ausbauten, v.a. von Windkraft inkl. Repowering, PV sowie 110-kV-Netzerweiterungen der Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland, Netz Niederösterreich und Wiener Netze. 		
Projektbeschreibung und technische Daten • Neue 380-kV-Leitung vom nördlichen Burgenland (UW Parndorf / Zurndorf) – UW Sarasdorf – UW Trumau, in Summe ca. 70 km • Errichtung des neuen UW Parndorf (als Gesamtkonzept mit NEP 23-16) • Einbindung in das UW Sarasdorf (bestehend) und Errichtung neues UW Trumau (NEP 21-11)		
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration der Erneuerbaren v.a. im Nord-Burgenland, Brucker Becken (NÖ) und im Großraum südöstlich von Wien • Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit sowie Versorgungssicherheit • Verbesserung für die Anspeisung anderer Netzkunden (z.B. Projekt 23-19, OMV) • Grundlage für die Energiewende und EE-Transformation im Osten Österreichs		
Weitere Projektinformationen • Analyse der Raumwiderstände wurde durchgeführt, Vorarbeiten und Erkundungen gestartet • Forschung und Entwicklung alternativer Leitungstechnologien (380-kV-Erdkabel) in Prüfung vgl. EIWOG § 40 / § 40 a. • TYNDP 2024 Projekt TR 1155 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1155) • https://www.apg.at/projekte/ausbau-netzverstaerkung-ost/		

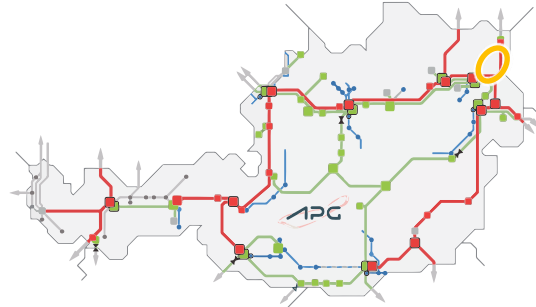
4.10.2 Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)

Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung / UW	Gepl. IBN: 2034/35
Projektbeschreibung und technische Daten Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und Europa, Potentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke sowie die massiven EE-Ausbauten (inkl. Netzregelung und Speicherung) sowie eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes von Kärnten Netz GmbH (KNG) erfordern eine Verstärkung des Übertragungsnetzes im Raum Kärnten und Osttirol. Mit der 380-kV-Leitung zwischen Lienz und Obersielach (Länge rd. 180 km) wird der 380-kV-Ring im Süden Österreichs geschlossen. Das 380-kV-Ringkonzept wird seitens APG seit über 25 Jahren verfolgt und schrittweise zur Umsetzung gebracht (kürzlich erreichter Meilenstein dazu war die IBN der 380-kV-Salzburgleitung NEP 11-10 im Q2/2025). Zur Verstärkung des Verteilernetzes von KNG sind die umfangreiche Mitführungen von 110-kV-Systemen sowie mehrfache Einbindungen in die bestehende 110-kV-Netzinfrastruktur in Kärnten vorgesehen. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration der Erneuerbaren für die Energiewende • 380-kV-Ringschluss und damit verbesserte Anbindung der Erneuerbaren im Osten Österreichs an die Pumpspeicherkraftwerke im Süden (und Westen) • Verbesserung der Versorgungssicherheit, (n-1)-Sicherheit und Netzstabilität in Kärnten • Schaffung der Voraussetzung für den Netzanschluss leistungsstarker Pumpspeicherkraftwerke in West-Kärnten • Entlastung des bereits stark ausgelasteten 110-kV-Verteilernetzes von KNG durch Mitführungen von neuen 110-kV-Systemen sowie Einbindungen in die bestehende 110-kV-Netzinfrastruktur • Errichtung einer zusätzlichen 380/110-kV-Netzabstützung • Stärkere Anbindung der Leitungen nach Italien und Slowenien an das APG-Netz sowie der Pumpspeicher und somit bessere überregionale EE-Netzintegration Weitere Projektinformationen • TYNDP 2024 Projekt TR 1052 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1052) • Möglichkeit für die Entwicklung und Netzintegration weiterer Pumpspeicher in West-Kärnten sowie EE-Ausbauten in Kärnten und Osttirol • Analyse der Raumwiderstände wurde durchgeführt, Vorarbeiten und Erkundungen gestartet • Projektkooperationsvertrag mit Kärnten Netz GmbH wurde abgeschlossen • https://www.apg.at/projekte/netzraum-kaernten/		



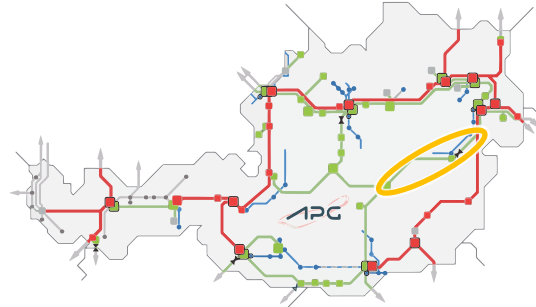
4.10.3 380-kV-Leitung Seyring – Gaweinstal (– Zaya) inkl. neues UW (Raum) Gaweinstal

Projektnummer: 25-8	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung / UW	Gepl. IBN: 2035/36
Auslöser und technische Notwendigkeit Der weitere Ausbau der Windkraft im Weinviertel – unterstützt durch die Erweiterung der Windkraft-eignungszonen inkl. Re-Powering von Windparks sowie PV-Ausbauten – wird zu einem signifikanten Anstieg der Einspeisung erneuerbarer Energien im Weinviertel führen. Zusätzlich entstehen neue Anforderungen durch die geplante Errichtung von Batteriespeichern und möglichen Datacentern im Großraum Wien, die sowohl netzseitig angeschlossen, als auch in das Gesamtsystem integriert werden müssen. Die bestehenden Netzstrukturen stoßen zunehmend an ihre Grenzen, insbesondere auch im Bereich des 110-kV-Verteilernetzes. Zur Bewältigung dieser Herausforderungen und da an der bestehenden 380-kV-Weinviertelleitung Einspeiseseitig und bezogen auf die (n-1)-Übertragungsfähigkeit mit den drei Umspannwerken im Weinviertel (Zaya bestehend, UW Spannberg NEP 20-2 (Bauvorbereitung) und UW Prottes NEP 21-9 (geplant)) bereits die Kapazitätsgrenzen erreicht werden, ist eine weitere leistungsfähige Anbindung an das überregionale 380-kV-Übertragungsnetz erforderlich. Die geplante zusätzliche 380-kV-Leitungsverbindung schafft als Ergänzung zur bestehenden 380-kV-Weinviertelleitung die notwendigen Voraussetzungen für einen sicheren und zukunftsorientierten EE-Ausbau im Großraum Weinviertel und in Niederösterreich. Projektbeschreibung und technische Daten Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung (ca. 40 km) zwischen dem Umspannwerk Seyring ca. entlang der Autobahn A5 Richtung Norden zu einem neuen 380/110-kV-Umspannwerk im Raum Gaweinstal (Arbeitstitel „Weinviertelleitung-2“) und weiter zu einer Einbindung in die bestehende 380-kV-Weinviertelleitung Richtung Zaya/Spannberg. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration von Erneuerbaren, insbesondere PV und Windkraft • Entlastung des 110-kV-Verteilernetzes und Erhöhung der Versorgungssicherheit im Weinviertel • Erhöhung der Betriebssicherheit, (n-1)-Sicherheit und Netzstabilität in der Region • Schaffung der Voraussetzungen für die Netzanbindung von v.a. Speichertechnologien (z.B. Batteriespeicher) und neuer Verbraucher Weitere Projektinformationen • TYNDP 2024 Projekt TR 1158 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1158) • Entwicklung des 380/110-kV-Netzkonzeptes erfolgt in enger Abstimmung mit Netz NÖ und Vertretern der EE-Branche (u.a. IG Windkraft, PV-Austria, div. Anlagenplanern und -betreibern)		

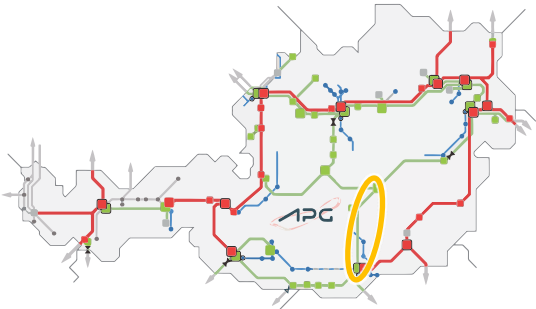


4.10.4 380-kV-Leitung Trumau – Hessenberg

Projektnummer: 25-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung / UW	Gepl. IBN: 2038/39
Auslöser und technische Notwendigkeit Um die stark im Osten konzentrierten EE zu den Verbrauchern, Speichern und überregional zu transportieren sowie auch die Dekarbonisierungs-Strategien der in der Steiermark und Süden Österreichs angesiedelten Industrie zu ermöglichen, ist eine Verstärkung der Übertragungskapazität vom Großraum südliches Wien über den Semmering nach Hessenberg/Leoben erforderlich (bzw. weiter nach Obersielach, siehe NEP 25-10). Bei dem vorliegenden Projekt handelt es sich um das Teilstück zwischen den Umspannwerk Trumau und dem Raum Hessenberg. Durch diese neue Leitungsverbindung werden die generalerneuerten innerösterreichischen 220-kV-Leitungen Pongau – Weißenbach – Hessenberg (vgl. NEP 19-2 und 19-4) leistungsstark an das 380-kV-Netz der APG im Osten Österreichs angebunden und so zusätzliche Ost-West-Übertragungskapazitäten bzw. nach Süden geschaffen. Mit der Weiterführung vom Raum Hessenberg zum UW Obersielach wird eine zusätzliche durchgängige 380-kV-Verbindung vom Osten bis in den Süden Österreichs nach Obersielach realisiert – ein wesentlicher Schritt zur Stärkung der Transportkapazitäten und Systemstabilität sowie zur Integration erneuerbarer Energien und zur Umsetzung nationaler Klimaziele. Projektbeschreibung und technische Daten - neue 380-kV-Leitung zwischen dem Umspannwerk UW Trumau und Raum Hessenberg (als Ersatz für die „alte“ 220-kV-Leitung) - Leitungslänge: rund 140 km - Einbindung der neuen Leitung an den UW-Standorten Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen - Netzintegration von Erneuerbaren, insbesondere PV und Windkraft sowie Wasserkraft - Bessere Netzanbindung der Industrie im Bereich Mürztal und Leoben und damit Schaffung der nötigen Voraussetzungen für weitere Dekarbonisierungsmaßnahmen - Verbesserung der Netz- und Versorgungssicherheit sowie (n-1)-Sicherheit im Mürztal - Steigerung der Ost-West-Übertragungskapazität in Kombination mit NEP 19-2 und 19-4 - Erster Teil der Transportachse bis Obersielach (siehe folgendes NEP-Projekt 25-10), in Kombination mit diesem weitere energiewirtschaftliche Vorteile für Österreich (bzgl. TYNDP, CBA) Weitere Projektinformationen - ENTSO-E TYNDP 2024 Projekt TR 1156 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1156)		

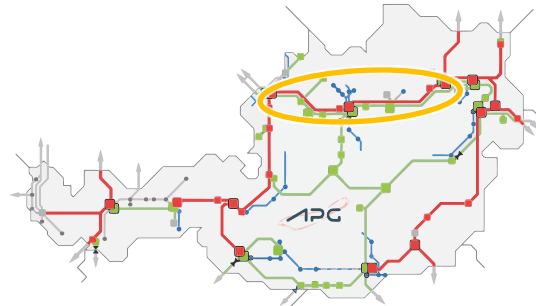


4.10.5 380-kV-Leitung Hessenberg – Obersielach

Projektnummer: 25-10	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung / UW	Gepl. IBN: 2039
Auslöser und technische Notwendigkeit Um die stark im Osten konzentrierten EE zu den Verbrauchern, Speichern und überregional transportieren zu können sowie auch die Dekarbonisierungs-Strategien der in der Steiermark und Süden Österreichs angesiedelten Industrie zu ermöglichen, ist eine Verstärkung der Übertragungskapazität vom Raum Hessenberg/Leoben nach Obersielach erforderlich. Durch das zweite Teilstück zwischen dem Raum Hessenberg und Obersielach kann in Kombination mit dem Netzraum Kärnten (NEP 11-14) und der 380-kV-Leitung Trumau – Hessenberg (NEP 25-9) eine durchgängige zusätzliche 380-kV-Verbindung zwischen den EE-Hotspots im Osten Österreichs und den Pumpspeicherkraftwerken im Süden und Westen geschaffen werden. Durch diese neue Leitungsverbindung werden die generalerneuerten innerösterreichischen 220-kV-Leitungen (vgl. NEP 19-2 und 19-4) leistungsstark an den Osten und Süden Österreichs angebunden sowie zusätzliche Ost-West-Übertragungskapazität bzw. nach Süden geschaffen. 		
Projektbeschreibung und technische Daten • neue 380-kV-Leitung zwischen UW Obersielach und Raum Hessenberg (als Ersatz für die „alte“ 220-kV-Leitung) • Einbindung der neuen Leitung (rd. 90 km) in die Umspannwerke • Mögliche Errichtung einer neuen 380/110-kV-Netzabstützung z.B. im Bereich Lavanttal bei Notwendigkeit (ehemals NEP-Projekt 23-18)		
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration von Erneuerbaren, insbesondere PV und Windkraft sowie Wasserkraft • Bessere Anbindung der Industrie im Bereich Leoben (Mürztal) und im Projektgebiet sowie damit Schaffung der nötigen Voraussetzungen für weitere Dekarbonisierungsmaßnahmen • Verbesserung der Netz- und Versorgungssicherheit im Netzraum und z.B. im Bereich Lavanttal • Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den EE-Einspeisungen im Mürztal und im Osten von Kärnten (Lavanttal) und den Pumpspeicherkraftwerken in Kärnten (sowie Salzburg und Tirol)		
Weitere Projektinformationen • TYNDP 2024 Projekt TR 1145 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1145) • Das vormals NEP Projekt 23-18 „UW Lavanttal“ wird ggf. im Rahmen dieses Projekts entwickelt und als Einzel-NEP-Projekt 23-18 zurückgezogen nicht mehr im NEP 2025 geführt		

4.10.6 380-kV-Leitung St. Peter – Dürnrohr / Weinviertel (NÖ)

Projektnummer: 25-11	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung / UW	Gepl. IBN: 2039
Auslöser und technische Notwendigkeit Der im Rahmen des Österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP) identifizierte Stromtransportbedarfskorridor zwischen Dürnrohr und St. Peter stellt einen wesentlichen Baustein zur Erhöhung der Ost-West-Übertragungskapazität im nördlichen Bereich des APG-Netzes dar. Die bestehenden 380-kV- und 220-kV-Leitungen entlang der sogenannten „Donauschiene“ sind bereits heute hoch ausgelastet und stoßen zunehmend an die Grenzen der Transportkapazität bzw. (n-1)-Sicherheit. Zudem liegen im Netzraum zahlreiche Netzzutrittsanfragen von Verteilnetzbetreibern und Industriekunden vor (vgl. NEP-Projekte 18-2, 18-4, 25-17, 25-20), die mit der bestehenden Netzinfrastuktur nur eingeschränkt oder nicht realisierbar sind. Die neue 380-kV-Leitung schafft die erforderlichen Kapazitäten zur Anbindung dieser Lasten bzw. für (EE-)Leistungseinspeisungen und verstärkt in Kombination mit der Salzburgleitung und Deutschlandleitung sowie der 380-kV-Netzstruktur im Osten des Bundesgebietes einen leistungsfähigen Netzbereich für die Zukunft. Ein zusätzlicher Fokus liegt auf der industriellen Transformation in den Sektor Strom und auf Dekarbonisierungen im Raum Oberösterreich. Durch neue Netzabstützungen entlang der Leitung können zusätzliche Einspeise- oder Bezugsleistungen bereitgestellt und die Versorgungssicherheit für industrielle Großverbraucher erhöht werden. Dies ist im Zusammenhang mit weiteren zukünftigen Standortentwicklungen von z.B. voestalpine in Linz essenziell. Darüber hinaus unterstützt das Projekt die im ÖNIP verankerten Überlegungen zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur. Es liegen bereits mehrere Anfragen zur Netzanbindung geplanter Elektrolyseanlagen und Speicher vor, die im Rahmen der Projektplanung berücksichtigt werden. Die neue Leitung schafft somit auch die energiewirtschaftlichen Voraussetzungen für die Erzeugung und Integration von grünem Wasserstoff und die Systemintegration von Speichern. Das Projekt wird in weiterer Folge entwickelt, wobei insbesondere verschiedene Trassenräume analysiert und hinsichtlich (netz-)technischer, ökologischer und genehmigungsrechtlicher Aspekte sowie bezüglich Raumwiderstände und UW-Fixpunkte sorgfältig geprüft werden. Projektbeschreibung und technische Daten - neue 380-kV-Leitung zwischen den Umspannwerken St. Peter und Dürnrohr bzw. Weinviertel - Leitungslänge: rd. 300 km. - Einbindung der neuen Leitung in die Umspannwerke		



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

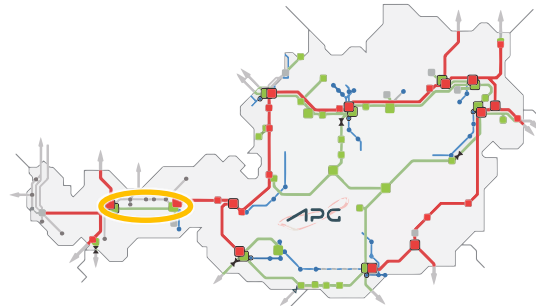
- Netzintegration von Erneuerbaren, insbesondere PV und Windkraft sowie Wasserkraft
- Erhöhung der Ost-West-Transportkapazität im Norden Österreichs, v.a. in Oberösterreich und Niederösterreich
- Schaffung der Voraussetzungen für die weitere Dekarbonisierung der Industrie
- Leistungsstarke Anbindung potenzieller EE-Einspeiser im Netzraum und von Sektor-kopplungsanlagen sowie Speichern
- Verbesserte Anbindung der 380-kV-Deutschlandleitung Richtung Österreich-Ost und somit der EE aus Deutschland (und Nord-West-Europa) an die Lastzentren im Norden und Osten des Landes
- Zusätzliche Stärkung der Anbindung der Erneuerbaren im Osten Österreichs an die Pumpspeicherkraftwerke in den Zentral-Alpen (in Kombination mit der 380-kV-Salzburgleitung)

Weitere Projektinformationen

- TYNDP 2024 Projekt TR 1140 (<https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1140>)

4.10.7 380-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller

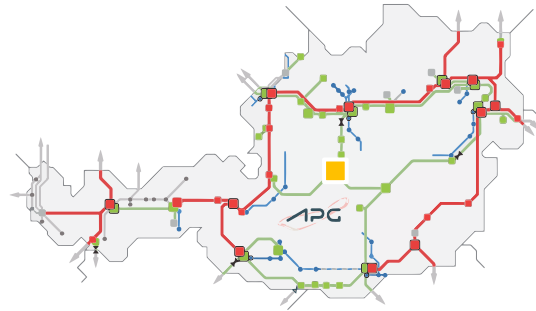
Projektnummer: 25-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung (UW)	Gepl. IBN: 2040
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Anbindung des wichtigsten Netzknotens – des UW Westtirol der APG – im Westen Österreichs an das 380-kV-Übertragungsnetz in Zentral-Österreich ist ein wichtiger Schritt zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit des gesamten Übertragungsnetzes in Tirol und Richtung Vorarlberg. Die bestehenden 220-kV-Strukturen im Inntal stoßen zunehmend an ihre Leistungsgrenzen und verursachen starke Engpässe – insbesondere im Hinblick auf volatile Lastflüsse, die durch neue Kraftwerksprojekte und den Ausbau erneuerbarer Energien sowie auch Entwicklungen inkl. Netzausbauten in den Nachbarländern (Deutschland, Schweiz, Italien) entstehen. Die bestehende 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller der APG kann trotz der kurzfristigen Maßnahmen (siehe NEP-Projekt 14-3) langfristig diesen Entwicklungen und Anforderungen nicht gerecht werden. Daher ist der 380-kV-Lückenschluss im Bereich (Großraum) des Inntales zwischen den Umspannwerken Westtirol und Zell/Ziller vorgesehen (Länge ca. 100 km). Diese Maßnahme stärkt die (zentrale) Ost-West-Achse im APG-Netz und schafft die Voraussetzungen für eine zukunftsichere und leistungsfähige Netzanbindung des westlichen Bundesgebiets an das APG-Netz in Zentral-Österreich. Projektbeschreibung und technische Daten - neue 380-kV-Leitung zwischen den Umspannwerken Westtirol und Zell/Ziller - Einbindung in die Schaltanlagen beider Umspannwerke Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen - Netzintegration von Erneuerbaren, insbesondere PV und Windkraft sowie Wasserkraft (v.a. Pumpspeicherkraftwerke) - Netzanschluss und Netzintegration von Kraftwerken - Verbesserung der Netz- und Versorgungssicherheit und (n-1)-Sicherheit sowie Netzstabilität im Netzraum - Steigerung der Ost-West-Transportkapazitäten und leistungsstarke Anbindung von West-Österreich an das APG-Netz in Zentral-Österreich Weitere Projektinformationen - TYNDP 2024 Projekt TR 1139 (https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1139)		



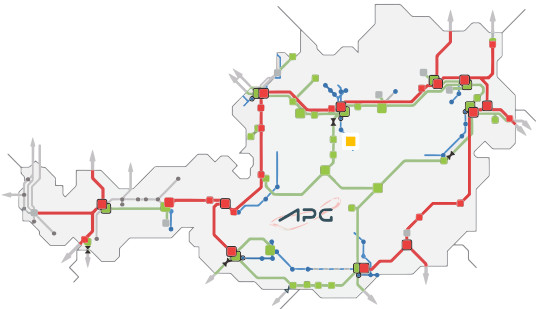
4.11 Ausbau und Generalerneuerung Umspannwerke 380/220 kV

4.11.1 UW Weißenbach: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und Errichtung 2. Transformator

Projektnummer: 23-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110-kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2027 & 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten (inkl. Grenzen der KS-Festigkeit sowie der Nennströme) und das Alter (Ersterrichtung im Jahr 1958) sowie steigende Anforderungen in Zusammenhang mit den zukünftigen Entwicklungen erfordert eine Erneuerung der 220-kV-Schaltanlage im UW Weißenbach. Dies insbesondere in der Kombination mit den beiden Generalerneuerungen der 220-kV-Leitungen Reitdorf – Weißenbach (NEP-Projekt 19-2) und Weißenbach – Hessenberg (19-4). Weiters wird ein zweiter 220-MVA-Umspanner errichtet und mit einem zusätzlichen 220-kV-Schaltfeld in die Schaltanlage eingebunden. Nach erfolgter 220-kV-Generalerneuerung der APG wird durch Energienetze Steiermark (ENS) eine 110-kV-Schaltanlage zur Anbindung der beiden 220/110-kV-Umspanner und einer zweisystemigen Anbindung der 110-kV-Leitung zum UW Liezen errichtet. Projektbeschreibung und technische Daten • Ortsgleiche Generalerneuerung der 220-kV-Anlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes und Ausbau eines zweiten Umspannerschaltfeldes • Errichtung eines zweiten 220-MVA-Umspanners (220/110-kV) • Errichtung einer 110-kV Schaltanlage zur Einbindung der beiden Umspanner und der 110-kV-Doppelleitung nach Liezen durch ENS Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der Anspeiseleistung von Energienetze Steiermark (ENS) • Sicherstellung der Versorgungssicherheit des Ennstals durch eine (n-1)-sichere Anbindung Weitere Statusdetails • Projekt ist in Umsetzung		

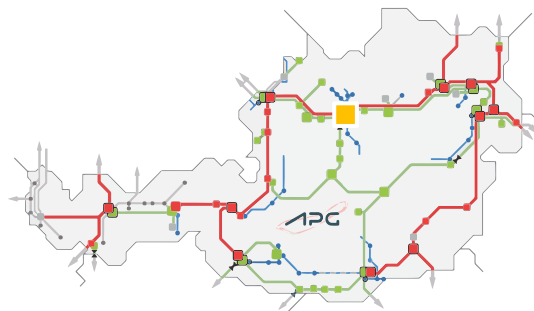


4.11.2 UW Großraming: Generalerneuerung 110-kV-Anlage

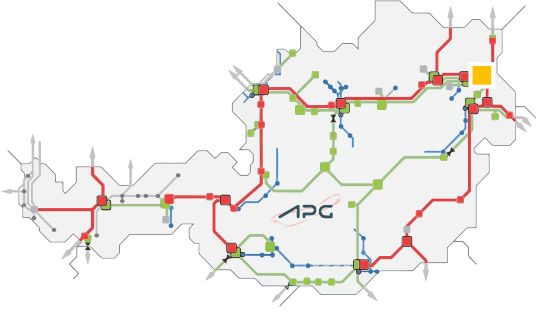
Projektnummer: 25-13	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Umspannwerk Großraming wurde ursprünglich im Jahr 1950 gemeinsam mit dem gleichnamigen Wasserkraftwerk errichtet. In den darauffolgenden Jahrzehnten wurde die Anlage schrittweise erweitert und teilweise saniert – unter anderem Errichtung einer Netzabstützung für Netz OÖ. Aufgrund des fortgeschrittenen Alters und des Endes von Lebensdauern bestimmter Anlagenkomponenten ist eine umfassende standortgleiche Generalerneuerung erforderlich, um die Betriebssicherheit langfristig zu gewährleisten. 		
Projektbeschreibung und technische Daten • Generalerneuerung der 110-kV-Schaltanlage Großraming • Errichtung von neuen Transformatoren (110-kV/Mspg.) durch Netz OÖ • Neue Anbindung der KW-Blockeinspeisefelder von Ennskraft		
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Gewährleistung der zukünftigen Betriebssicherheit der Schaltanlage • Sicherstellung der Einspeisung der Erzeugung aus dem Kraftwerk Großraming • Stabile Versorgung des regionalen Verteilernetzes • langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Region		
Weitere Projektinformationen • Projekt in Abstimmung mit Ennskraftwerke AG und Netz OÖ GmbH		

4.11.3 UW Ernsthofen: Generalerneuerung 220-kV-Anlage

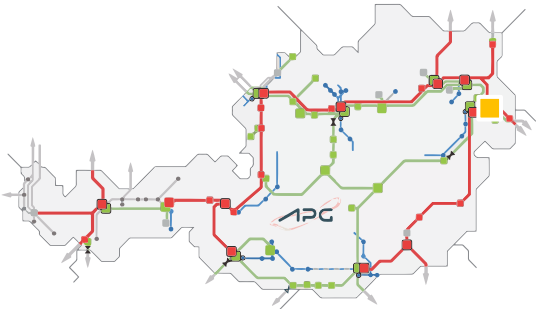
Projektnummer: 19-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2029
Projektbeschreibung und technische Daten Vorbereitend für das NEP-Projekt 11-11 (220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich) wird die Generalerneuerung der 220-kV-Anlage im UW Ernsthofen durchgeführt. Auslöser dafür sind insbesondere • Grenzen der Kurzschluss-Festigkeit • Probleme mit Fundamenten bei Portalen und Gerüstestehern aufgrund mangelnder Bodenfestigkeit • Alter und Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten • Mangelnde Reserveteilverfügbarkeit bei Schaltgeräten • Nötige Erhöhung der Sammelschienen- und Abzweigströme Weitere Statusdetails • Ortsgleiche Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage (AIS) unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes mit umfangreichen 220-kV-Provisorien (inkl. mobilen 220-kV-GIS-Schaltcontainern und 220-kV-Kabeln zur Reduktion der Abschalt- und Umbauzeiten) • Errichtung eines zweiten Phasenschiebertransformators (PST) zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit im inner-österreichischen 220-kV-Netz (geplante „Übersiedelung“ des 220-kV-PST aus Tauern nach dessen Außerbetriebnahme mit der 380-kV-Salzburgleitung) • Erneuerung/Ausbau Betriebsgebäude • Weitere Informationen: https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-ernsthofen/		



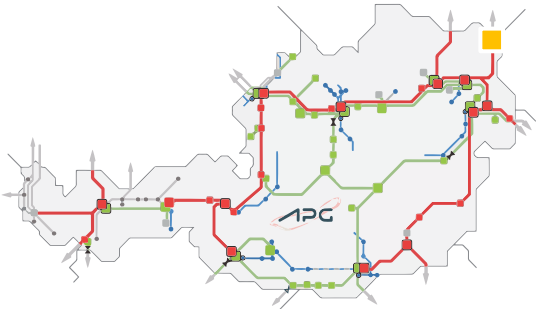
4.11.4 Neues UW Seyring: Errichtung 380-kV-Anlage (und Netzabstützung Netz NÖ)

Projektnummer: 21-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung/Vorproj.
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: neues SW (UW)	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der im EAG festgeschriebenen Ziele für ein Erneuerbares Energiesystem bzw. 100 % „grüner Strom“ kommt es aktuell zu zahlreichen Netzanschlussansuchen von EE (Windkraft und PV im Bereich der Weinviertel-Leitung). Zu den bisher bekannten Ausbauvorhaben ist von einem weiteren starken Anstieg der Einspeiseleistungen im Weinviertel auszugehen. Aus diesem Grund ist es nötig am Abzweigspunkt Seyring ein 380-kV-Umspannwerk zu errichten, um die Weinviertelleitung in die 380-kV-Leitung zwischen den UW Dürnröhr/Bisamberg und Sarasdorf einzubinden. Damit kann die EE-Erzeugung im Weinviertel mit höherer Leistungsfähigkeit zu den APG-Netzknotten Dürnröhr/Bisamberg im Norden und Sarasdorf/Wien SO im Süd-Osten des Ballungsraumes und Lastknotens Großraum Wien (und weiter im APG-Netz) transportiert werden.  Projektbeschreibung und technische Daten Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage in Seyring in Freiluftbauweise und Einbindung der 380-kV-Leitung Dürnröhr/Bisamberg – Sarasdorf sowie der Weinviertelleitung. Weiters werden im Anlagenlayout Platzreserven für zwei mögliche Leistungstransformatoren vorgesehen. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Durch das 380-kV-Schaltwerk Seyring wird eine Symmetrierung der Leistungsflüsse erwirkt und die Netzintegration weiterer EE im Weinviertel ermöglicht • Erhalt der Versorgungsqualität und (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz bei steigender Netzlast und insbesondere Einspeisung von Windkraft-/PV-Leistungen in Kombination mit den anderen Übergabestellen im Weinviertel • Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele durch die Netzintegration von EE und weitere EE-Ausbauten • Optional Platzreserve (bzw. Errichtung) von zwei Umspannern 380/110-kV (Netz NÖ, EE-Einspeisung) Weitere Statusdetails • Netzzugangsanfrage seitens Netz Niederösterreich liegt vor • Laufende Abstimmungs- und Planungsgespräche von APG mit Netz NÖ und Vertretern der EE-Branche (u.a. IG Windkraft, PV-Austria, div. Anlagenplaner und -betreiber)		

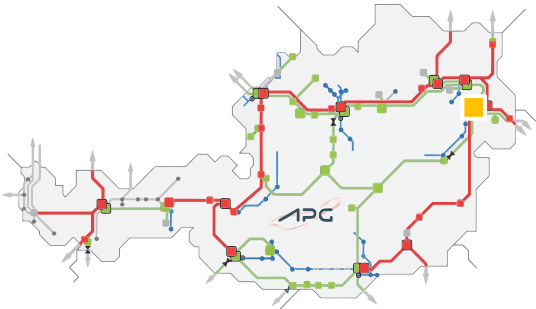
4.11.5 UW Sarasdorf: Kurzschlussertüchtigung und Ausbau 380-kV-Anlage

Projektnummer: 23-5	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und technische Notwendigkeit Durch die geplanten Erneuerbaren-Ausbauten in Niederösterreich und die dafür erforderlichen neuen Umspannwerke und Schaltwerke (vgl. Projekt 20-2: Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ, Projekt 21-9: Neues 380/110-kV-UW Prottes und Projekt 21-2: Neues 380-kV-Schaltwerk (SW) Seyring) kommt es zu einer stärkeren Vermaschung im 380-kV-Netz der APG im Osten Österreichs und somit zu einer Erhöhung der Kurzschlussströme im Umspannwerk Sarasdorf. Diese überschreiten die ursprüngliche Dimensionierung der Schaltanlage und machen daher eine Verstärkung/Kurzschlussertüchtigung der Anlage erforderlich. Weiters erfolgt die Volleinbindung der 380-kV-Systeme der 4-fach-Leitung Dürnrohr/Bisamberg – Wien SO.  Projektbeschreibung und technische Daten • Kurzschlussertüchtigung und Verstärkung der 380-kV-Schaltanlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes • Volleinbindung der 380-kV-Systeme der 4-fach-Leitung Dürnrohr/Bisamberg – Wien SO • Errichtung einer dritten Sammelschiene (inkl. 2. Kupplung) • Neuerrichtung eines Betriebsgebäudes Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Weitere Netzintegration der EE im Osten Österreichs • Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit • Erhöhung der Versorgungssicherheit durch eine stärkere Netzvermaschung Weitere Projektinformationen • Das Projekt steht in engem Zusammenhang mit dem Projekt 19-1 Sarasdorf 3. & 4. Umspanner und wird in Kombination mit diesem umgesetzt • Weitere Informationen: https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-sarasdorf/		

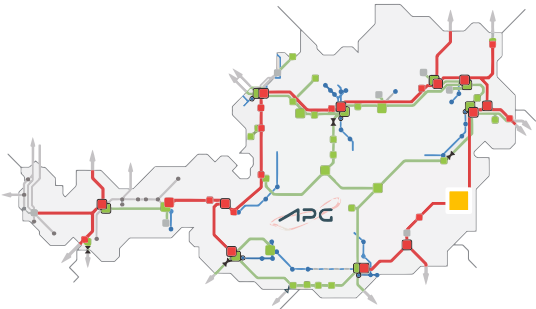
4.11.6 UW Zaya: Ausbau Umspanner (Netz NÖ)

Projektnummer: 23-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) festgelegten Zielsetzungen für ein vollständig erneuerbares Energiesystem und der günstigen Standortbedingungen im nördlichen Weinviertel kommt es aktuell zu einer Vielzahl an Netzan-schlussanfragen für Windkraft- und Photovoltaik-anlagen entlang der 380-kV-Weinviertelleitung. Die bisherigen Ausbauvorhaben lassen auf einen weiteren signifikanten Anstieg der Einspeiseleistungen in dieser Region schließen. Der Ausbau des Umspannwerks Zaya erfolgt bedarfsorientiert und schrittweise mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energien (EE) im Weinviertel. In der Layoutplanung wurden ein zweiter 380/220-kV-Umspanner (550 MVA) bzw. Platzreserven für einen vierten 380/110-kV-Umspanner vorgesehen. Aufgrund der betrieblichen Anforderungen und erwarteten EE-Entwicklungen wird die Errichtung des vierten 380/110-kV-Umspanners für Netz NÖ – in Ergänzung zu den bereits in Betrieb befindlichen drei 380/110-kV-Transformatoren – als nächster Ausbauschritt geprüft. Diese Maßnahme trägt dem im sektoralen Raumordnungsprogramm des Landes Niederösterreich für Windkraft ausgewiesenen Bedarf an zusätzlichen EE-Einspeisungen Rechnung.  Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung von zwei Trafoschenkel (ein Reserveschenkel ist bereits vorhanden) 380/220kV und damit Erhöhung der (n-1)-Sicherheit an der 380/220-kV-Umspannung bzw. Richtung CZ • Errichtung eines vierten 380/110-kV-Umspanners (300 MVA) für Netz NÖ als 9. Umspanner für EE-Einspeisungen in die bestehende Weinviertelleitung • Einbindung in die bestehenden Schaltanlagen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Weitere Netzintegration der EE im Weinviertel • Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit inkl. (n-1)-Reserven • Erhöhung der Versorgungssicherheit • Erhöhung der Einspeiseleistungen wobei Erzeugungseinschränkungen bei hohem EE-Dargebot auftreten bzw. können in Zeiten reduzierter EE-Erzeugung zusätzliche Einspeisungen ermöglicht werden		

4.11.7 UW Wien Südost: Generalerneuerung/Ausbau 380-kV-Anlage und Erneuerung Transformatoren

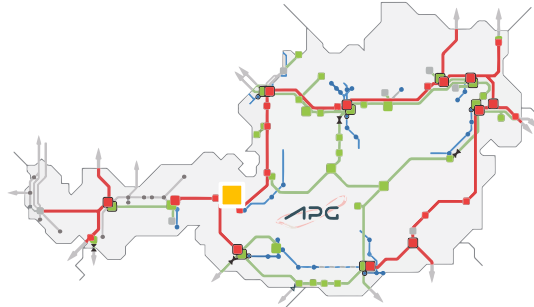
Projektnummer: 23-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt/Umsetzung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2035
Projektbeschreibung u. technische Daten Durch den fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren und der steigenden Vermaschung der Netze (im Osten Österreichs und auch im benachbarten Ausland) steigen die prognostizierten Lastflüsse und Kurzschlussströme in der 380-kV-Anlage im UW Wien Südost. In Kombination mit dem Anlagenalter wird damit eine Generalerneuerung erforderlich. Im Zuge der Projektumsetzung werden auch die beiden 380/220-kV-Umspanner altersbedingt erneuert.  Projektbeschreibung und technische Daten • Generalerneuerung und Verstärkung (inkl. der Nennströme) der 380-kV-Schaltanlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes • Erneuerung (Tausch) der 380/220-kV-Transformatoren • Erweiterung der Anlage um zusätzliche Schaltfelder für den Netzanschluss von Großkunden (Netzzugangsanfragen liegen vor) • Erneuerung/Ausbau der Power Grid Control (Schaltwarte) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Weitere Netzintegration der EE im Osten Österreichs • Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit • Erhöhung der Versorgungssicherheit Weitere Projektinformationen • Ortsgleiche Generalerneuerung der 380-kV-Anlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes inkl. Einsatz von Provisorien • Bauvorbereitungen / Baustart wird vorbereitet • Schrittweise Umsetzung und in Kombination mit NEP-Projekt 23-19 (OMV) • Der erste Teil der Schaltanlage inkl. der Errichtung zweier neuer Schaltfelder zur Anbindung der neuen 380-kV-Leitung von Wiener Netze wurde bereits durchgeführt bzw. fertiggestellt. • Siehe auch: https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-wien-suedost/		

4.11.8 UW Südburgenland: Generalerneuerung und Ausbau 380-kV-Anlage

Projektnummer: 23-10	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt/Umsetzung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2031
Auslöser und technische Notwendigkeit Aktuell ist das UW Südburgenland mit zwei Umspannern einsystemig in die 380-kV-Burgenlandleitung eingebunden. Aufgrund des gestiegenen Bedarfs an Anschlussleistung am Standort (siehe Projekt 21-8) muss die 380-kV-Anlage erweitert und die Bestandsanlage einer Generalerneuerung unterzogen werden, um zukünftig über eine zweisystemige Einbindung die Verbindung zu insgesamt bis zu vier Umspannern herzustellen.  Projektbeschreibung und technische Daten • Generalerneuerung und Verstärkung (inkl. der Nennströme) der 380-kV-Schaltanlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Weitere Netzintegration der EE im Burgenland und Osten Österreichs • Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit • Erhöhung der Versorgungssicherheit Weitere Projektinformationen • Projekt ist Grundlage für die Umsetzung von Projekt 21-8 und wird in Kombination mit diesem umgesetzt • Ortsgleiche Erweiterung und Generalerneuerung der 380-kV-Schaltanlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes		

4.11.9 UW Tauern: Generalerneuerung/Umbau 380-kV-Anlage & Einbindung PSKW Schaufelberg

Projektnummer: 25-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2029/2031
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Umspannwerk Tauern ist ein zentraler und sehr wichtiger Netzknoten im österreichischen Übertragungsnetz. Mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung (NEP 11-10), der geplanten Verlegung der Netzabstützung der Salzburg Netz von Kaprun nach Tauern (vgl. NEP-Projekt 25-2) sowie dem Anschluss des geplanten Pumpspeicherkraftwerks Schaufelberg (VHP) steigen die netzbetrieblichen Anforderungen an den Standort signifikant. Die bestehende 380-kV-Schaltanlage aus dem Jahr 1990 erfüllt die mittelfristigen Anforderungen hinsichtlich Stromtragfähigkeit und Kurzschlussfestigkeit nicht ausreichend. Zudem ist die nunmehrige Anlagenkonzeption durch die erfolgten schrittweisen Zubauten aus netzbetrieblicher Sicht nicht mehr optimal. Ausgelöst durch diese Einflussfaktoren und die nötige Anpassung der Leitungszuspannungen für eine Baufeldfreimachung sowie der geplanten Verlegung der 110-kV-Netzabstützung für Salzburg Netz in das UW Tauern (als Nachfolgeprojekt zur Salzburgleitung) ergibt sich in den kommenden Jahren ein einmaliges Zeitfenster, in welchem die gesamten anstehenden Adaptierungen, Erneuerungen und Umbauten in einer Gesamtprojektentwicklung und unter Ausnutzung von Synergien umgesetzt werden können. Diese hat auch besondere Relevanz hinsichtlich der dazu nötigten Abschaltungen bzw. einer möglichen Reduktion der gesamten Abschaltungen. Projektbeschreibung und technische Daten • Ertüchtigung bestehender Abzweige zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit • Optimierung der Abzweiganordnung zur Verbesserung der Betriebs- und Anlagensicherheit sowie für höhere netzbetriebliche Flexibilität und (n-1)-Sicherheit • Adaptierung der 380-kV-Zuspannungen zum UW Tauern (Baufeldfreimachung) • Errichtung einer 380/110-kV-Netzabstützung für Salzburg Netz (als Nachfolgeprojekt zur Salzburgleitung; vgl. NEP 25-2) • Erneuerung/Ausbau des APG-Betriebsgebäudes • Erweiterung um ein 380-kV-Schaltfeld zur Einbindung des PSKW Schaufelberg von VHP Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Ertüchtigung der Bestandsanlage mit dem Ziel eines Aus-/Umbaukonzeptes um die mittel- bis langfristigen Anforderungen an den 380-kV-Netzknoten Tauern möglichst optimal und effizient zu erfüllen. Weitere Projektinformationen Konzeptplanungen zur Ausarbeitung eines optimierten Anlagen-Gesamtkonzeptes wurden im Frühjahr 2025 gestartet, Abschaltmöglichkeiten sind in weiterer Folge zu berücksichtigen. Die Umbaumaßnahmen werden in Kombination mit dem NEP-Projekt 25-2 (Teil UW Tauern) erfolgen.		



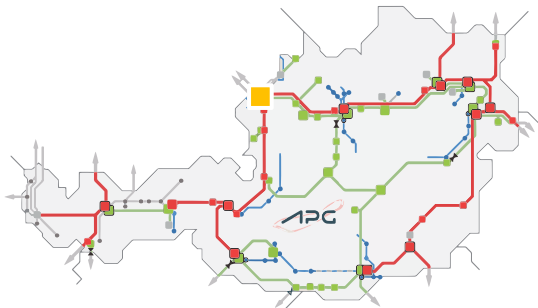
4.11.10 UW St. Peter: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und Erneuerung Transformatoren

Projektnummer: 23-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung	
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2033	

Projektbeschreibung u. technische Daten

Aufgrund des fortgeschrittenen Alters der Anlage und der steigenden netzbetrieblichen Anforderungen inkl. der Nennströme ist eine Generalerneuerung der 220-kV-Anlage im UW St. Peter erforderlich (ähnlich wie bei der Gegenstation Ernthofen 220 kV, die bereits in Umsetzung ist).

Im Zuge der Projektumsetzung werden die bestehenden 220/110-kV-Umspanner mit einer Nennleistung von 200 MVA altersbedingt erneuert und gegen Umspanner mit 300 MVA ersetzt.



Projektbeschreibung und technische Daten

- ortsgleiche Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes mit Provisorien
- Erneuerung von 220/110-kV-Transformatoren

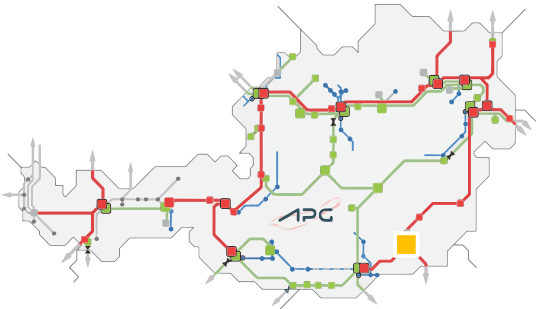
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit und Nennströme der 220-kV-Schaltanlage
- Verbesserung der Netz- und Systemsicherheit
- Verbesserung der Versorgungssicherheit

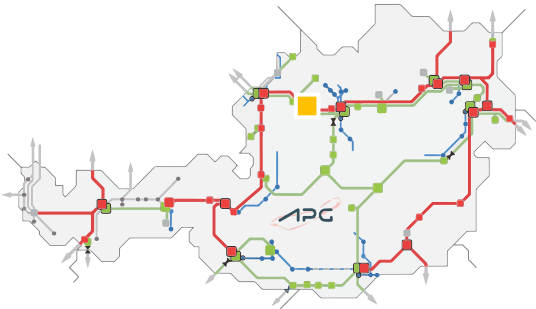
Weitere Projektinformationen

- Das Projekt soll im Anschluss an die 380-kV-Ausbauten (und Inbetriebnahmen) der Salzburgleitung und Deutschlandleitung gestartet werden

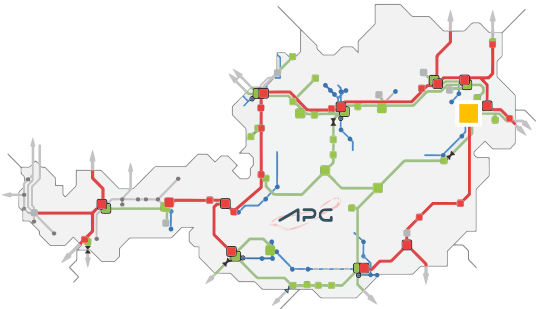
4.11.11 UW Kainachtal: Generalerneuerung 380-kV-Anlage

Projektnummer: 23-11	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2035/36
Auslöser und technische Notwendigkeit Der Netzknoten Kainachtal ist mit der Einbindung in die 380-kV-Leitung zwischen Wien Südost und Obersielach als Teil des 380-kV-Rings und mit den Verbindungsleitungen nach Slowenien von netztechnischer Bedeutung. Das Umspannwerk wurde 1976 erstmalig mit 220/110-kV in Betrieb genommen und 1986 auf 380/110-kV umgestellt. Aufgrund des Anlagenalters (insbesondere jener Anlagenteile, die im Erstausbau bis 1976 errichtet wurden), gestiegenen betrieblichen Anforderungen inkl. der Nennströme und dem altersbedingten Zustand der Anlage wird eine Generalerneuerung der Anlage geplant.  Projektbeschreibung und technische Daten • ortsgleiche Generalerneuerung der 380-kV-Schaltanlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes mit voraussichtlich Provisorien Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit und Nennströme der 380-kV-Schaltanlage • Verbesserung der Netz- und Systemsicherheit • Verbesserung der Versorgungssicherheit • Voraussetzung für den Betrieb mit höheren Nennströmen und einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb der 380-kV-Systeme		

4.11.12 UW Hausruck: Erneuerung 220-kV-Anlage

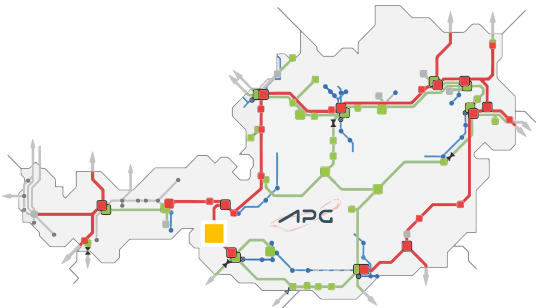
Projektnummer: 25-15	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2036
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Umspannwerk Hausruck wurde im Jahr 1977 in Betrieb genommen und ist eine zentrale 220/110-kV-Netzabstützung für das Verteilernetz von Netz OÖ. Aufgrund des fortgeschrittenen Alters von bestimmten Anlagenkomponenten ist eine Erneuerung erforderlich, um die Betriebssicherheit langfristig zu gewährleisten. Zusätzlich steigen die netzbetrieblichen Anforderungen im Raum Oberösterreich kontinuierlich – unter anderem durch steigende Netzlasten, die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien sowie die Entwicklung industrieller Standorte (entsprechende Netzzutrittsanfragen dazu liegen vor). Die 220-kV-Schaltanlage wurde ca. zwischen 2018–2020 in Teilbereichen bereits erneuert (mit der damaligen Generalerneuerung der 220-kV-Leitung Ernsthofen – St. Peter). In weiterer Folge ist der Restbestand der Anlage ebenfalls zu erneuern und auf einen modernen Anlagenstand gebracht werden. 		
Projektbeschreibung und technische Daten • Erneuerungen in der 220-kV-Schaltanlage UW Hausruck • Erhöhung der Stromtragfähigkeit (Abzweige, SS-Abschnitte) und der Kurzschlussfestigkeit • Erneuerung von 220/110-kV-Transformatoren (in Abstimmung mit Netz OÖ)		
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der Netz- und Betriebssicherheit durch die Anlagenerneuerung • Sicherstellung der Anspeisung des regionalen 110-kV-Verteilernetzes und der regionalen Gewerbe- und Industriebetriebe • Leistungsstärkere Netzabstützung für Netz OÖ • Beitrag zur Umsetzung der Energiewende		
Weitere Projektinformationen • Eine mögliche Kombination mit NEP-Projekt 25-11 wird in weiterer Folge analysiert.		

4.11.13 UW Wien Südost: Generalerneuerung 220kV-Anlage u. Erneuerung Transformatoren

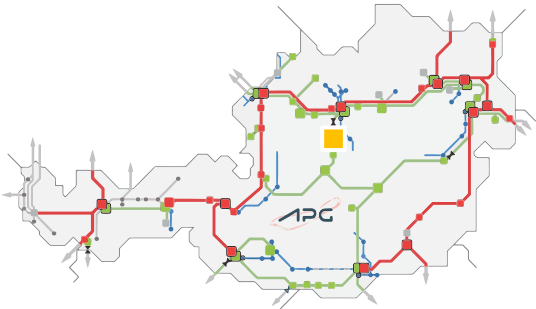
Projektnummer: 23-13	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2038
Projektbeschreibung u. technische Daten Durch den fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren und der steigenden Vermaschung der Netze steigen die prognostizierten Lastflüsse und Kurzschlussströme der 220-kV-Anlage im UW Wien Südost. In Kombination mit dem Anlagenalter und nötigen höheren Nennströmen ist eine Generalerneuerung der 220-kV-Anlage erforderlich. Im Zuge der Projektumsetzung werden auch die bestehenden 220/110-kV-Umspanner mit einer Nennleistung von 200 MVA altersbedingt erneuert und gegen Umspanner mit einer Nennleistung von 300 MVA getauscht. 		
Weitere Projektinformationen • Ortsgleiche Generalerneuerung der 220-kV-Anlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes und mit Provisorien • Erneuerung der 220/110-kV-Transformatoren		
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit und Nennströme der 220-kV-Schaltanlage • Verbesserung der Netz- und Systemsicherheit • Verbesserung der Versorgungssicherheit		
Weitere Projektinformationen • Projektumsetzung im Anschluss zu NEP-Projekt 23-6 (Generalerneuerung der 380-kV-Anlage)		

4.12 Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber

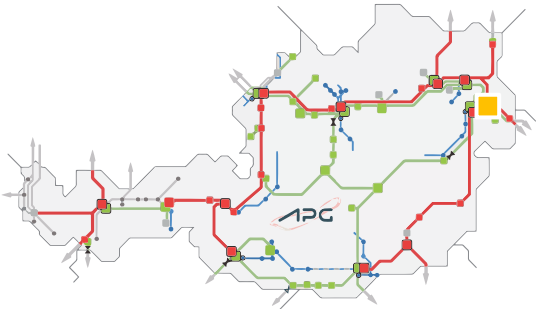
4.12.1 Neues UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung – TINETZ

Projektnummer: 16-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Iseltal in Osttirol wird derzeit über eine ca. 36 km lange 110-kV-Einfachleitung versorgt. In diese 110-kV-Leitung sind derzeit vier Umspannwerke eingebunden. Aufgrund der steigenden Netzlast im Winter (rd. 1,5 %/a bzw. 0,5-1 MVA/a) und der stark zunehmenden Einspeisung durch Kleinwasserkraftwerke im Sommer bzw. PV-Anlagen (rd. 5-10 %/a bzw. 5-10 MVA/a) soll zur Erhöhung der Versorgungs- und (n-1)-Sicherheit eine zusätzliche Netzabstützung aus der vorbeiführenden 380-kV-Leitung Lienz – Tauern errichtet werden. Durch diese zusätzliche Netzabstützung kann die teilweise über 50 Jahre alte – abschnittsweise noch mit Holzportalmasten ausgeführte – 110-kV-Leitung der Tiroler Netze GmbH (TINETZ) anschließend saniert werden. Weiters kann bei Störungen im 380/220/110-kV-Knoten Lienz der Bezirk Lienz von diesem neuen 380/110-kV-UW versorgt bzw. im Sommer die Rücklieferung der in Osttirol aus zahlreichen (Klein-)Wasserkraftwerken erzeugten Energie bewerkstelligt werden. Die Leistung der geplanten bzw. bereits in Umsetzung befindlichen (Klein-)Wasserkraftanlagen und PV-Anlagen im Iseltal beträgt dzt. ca. 70 MVA. Darüber hinaus ist aufgrund von Anfragen bzw. veröffentlichten Untersuchungen von einem weiteren Potential für Kleinwasserkraftanlagen und PV-Anlagen im Iseltal in der Größenordnung von einigen 10 MVA auszugehen.  Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines 380/110-kV-Umspannwerkes (ein Umspanner) in Osttirol, Einbindung des neuen UW als einsystemige Einschleifung in die 380-kV-Leitung Lienz – Tauern der APG und Einbindung der 110-kV-Leitung Iseltal der TINETZ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Herstellung der (n-1)-Sicherheit für große Teile des 110-kV-Netzes im Iseltal • Erhöhung der Versorgungssicherheit in Osttirol • Ermöglichung von erforderlichen Abschaltungen im 110-kV-Netz der TINETZ für betriebliche Erfordernisse und Ertüchtigungen • Integration von EE in das Verteilernetz (z.B. Kleinwasserkraft) Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • In Errichtung und Fertigstellung 2025 • https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-matrei/		

4.12.2 Neues UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung – Netz OÖ

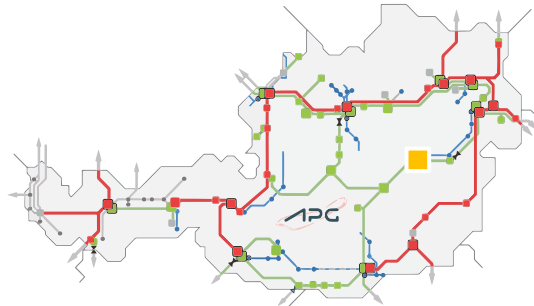
Projektnummer: 17-2	Netzebene: 1,4	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/30 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der Ansiedelung leistungsintensiver Netzkunden, Steigerungen der Netzlast im Bereich Klaus, Steyrling und Moln, sowie steigender dezentraler Erzeugung besteht für das 30-kV-Verteilernetz der Netz OÖ Bedarf für eine Erweiterung/Ertüchtigung der bestehenden Abstützung UW Klaus.  Projektbeschreibung und technische Daten Ertüchtigung der 220/30-kV-Netzabstützung von APG und Netz OÖ im UW Klaus: • Auflösung der 220-kV-Stichanbindung durch eine neue einsystemige 220-kV-Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernstshofen – Weißenbach sowie Errichtung einer 220-kV-Schaltanlage durch APG • Errichtung zweier 220/30-kV-Umspanner (2 x 40 MVA) durch Netz OÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Durch die Errichtung der Abstützung können die lokalen Versorgungsaufgaben von Netz OÖ sichergestellt und somit die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Das Umspannwerk Klaus deckt den Bedarf der Regionen Klaus, Steyrling und Moln sowie der Skigebiete Hinterstoder bis Windischgarsten ab. Darüber hinaus können die Ersatzversorgung des Umspannwerks Pyhrn bewerkstelligt und netzbetriebliche Verbesserungen bei 30-kV-Umschaltungen erreicht werden. Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • Bauvorbereitungen / Baustart wird vorbereitet • https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-klaus/		

4.12.3 UW Sarasdorf: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner – Netz Niederösterreich

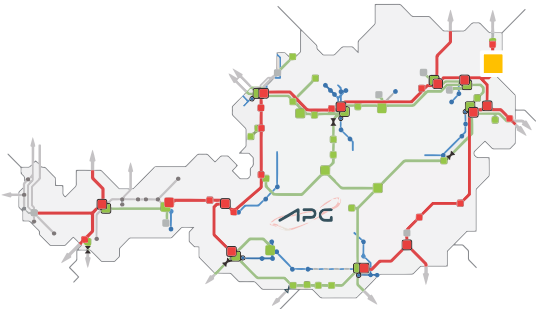
Projektnummer: 19-1	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Derzeit sind rund 600 MW Windkraftleistung im Brucker Becken an das Verteilernetz der Netz Niederösterreich angeschlossen. Aufgrund der im Regierungsprogramm festgeschriebenen Ziele für den Umbau des Energiesystems (vgl. EAG) ist von einem zusätzlichen starken Anstieg der Leistung in diesem Netzgebiet auszugehen. Da diese erzeugten Energiemengen bei weitem nicht im lokalen 110-kV-Netzgebiet von Netz NÖ verbraucht werden können, müssen zusätzliche Übergabestellen zum Übertragungsnetz der APG errichtet werden.  Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines dritten und vierten 380/110-kV-Umspanners mit je 300 MVA im UW Sarasdorf und Anlageneinbindungen für die An-/Einspeisung von Netz NÖ • Der vierte Umspanner wird zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit während der Umbauphasen benötigt und steht nach Abschluss der Arbeiten Netz NÖ zur Verstärkung der 110-kV-Netzabstützung zur Verfügung (siehe Projekt 23-5) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Ermöglichung des Abtransportes von Windenergie aus dem Verteilernetz der Netz Niederösterreich und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien • Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbaumöglichkeiten in einem Netzraum der durch stark steigende Windeinspeisung gekennzeichnet ist und eine wesentliche Rolle für die sichere Stromversorgung des südöstlichen Großraums Wiens einnimmt. Weitere Projektinformationen • Aufgrund der Anlagenkonfiguration mit mehreren Ausbaustufen und zur Erhöhung der KS-Festigkeit (siehe Projekt 23-5) ist ein umfassender Anlagenumbau nötig • Abschaltungen von Umspannern in den Umbauphasen, nach Abschluss der Arbeiten stehen vier Umspanner für Netz NÖ zur Verfügung • https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-sarasdorf/		

4.12.4 Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark

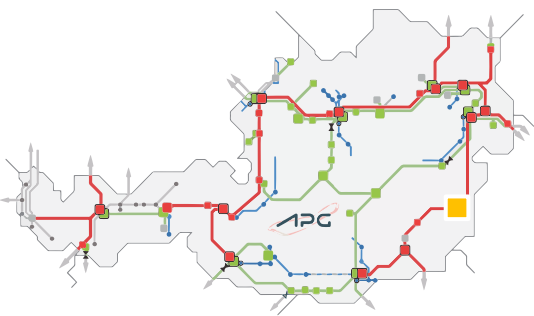
Projektnummer: 12-9	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Notwendigkeit zur Errichtung eines weiteren 220/110-kV-Übergabepunktes ergibt sich zum einen durch den steigenden Leistungsbedarf der Industriebetriebe im Mürztal, verursacht vor allem durch die lokale Eisen- und Stahlindustrie, zum anderen durch die evidente Flickerproblematik im Mürztal sowie der damit verbundene Bedarf einer Kurzschlussleistungserhöhung. Des Weiteren wurden von der Stmk. Landesregierung im Sachprogramm „Windenergie“ entsprechende Eignungsflächen für die Errichtung von Windparks festgelegt. Einen Schwerpunkt bildet dabei das Mürztal zwischen Mürzzuschlag und Semmering, in welchem bereits konkrete Einspeiseanfragen im Bereich von 600 MW vorliegen. Für einen (n-1)-sicheren Abtransport ist neben der zum Teil bereits erfolgten Verstärkung von 110-kV-Leitungen im Mürztal auch die Errichtung des UW Mürztal erforderlich. Des Weiteren ist für die Einhaltung der Spannungsqualität in den Mittelspannungsnetzen im Mürztal, neben den alternativen Maßnahmen in Kundenanlagen, die Erhöhung der Kurzschlussleistung im Mürztal eine wesentliche Voraussetzung. Projektbeschreibung und technische Daten • Einbindung in die 220-kV-Leitungen Hessenberg – Ternitz (Systeme 225/226) • Errichtung ein 220/110-kV-Umspanner mit 300 MVA im Erstausbau • 110-kV seitige Einbindung in das bestehende 110-kV-Doppelsystem Bruck – Mürzzuschlag – Ternitz, Errichtung der 110-kV-Schaltanlage („Lechen“) durch ENS Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Errichtung des UW Mürztal wird die weitere Bedarfssteigerung in der Industrieregion im Mürztal, aber auch im unteren Murtal (Raum Bruck a.d. Mur) langfristig sichergestellt. Die damit einhergehende Erhöhung der Kurzschlussleistung in diesem Netzteil wird zu einer deutlichen Reduktion der Auswirkungen von Netzzrückwirkungen führen und somit wesentlich zur Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen. Gleichzeitig können auch die derzeit bestehenden betrieblichen Einschränkungen in der Betriebsführung des 110-kV-Netzes mit einer Industrie- und einer Verbraucherschleife beseitigt und damit eine deutliche Erhöhung in der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des 110-kV-Netzbetriebes erreicht werden. Weiters stellt die Inbetriebnahme des UW Mürztal eine wesentliche Voraussetzung für den (n-1)-sicheren Energieabtransport der im Mürztal geplanten Windkraftenerzeuger dar. Weitere Projektinformationen • Standort wurde fixiert • Bauvorbereitungen / Baustart wird vorbereitet • https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-muerztal/		



4.12.5 Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ

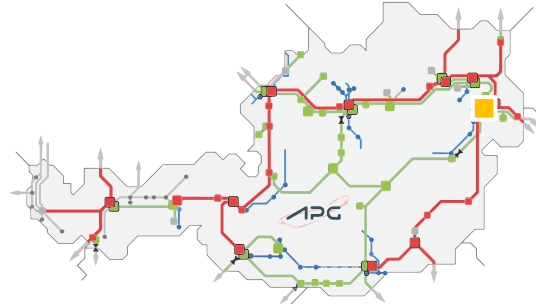
Projektnummer: 20-2	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt/Umsetzung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Mit 2022 werden rund 1200 MW Windkraftleistung im Weinviertel an das Verteilernetz der Netz Niederösterreich angeschlossen sein. Aufgrund der im Regierungsprogramm festgeschriebenen Ziele für den Umbau des Energiesystems (vgl. EAG) ist von einem zusätzlichen massiven Anstieg der Einspeiseleistung aus Windkraft und PV im Weinviertel auszugehen. Da diese erzeugten Energiemengen bei weitem nicht im lokalen 110-kV-Netzgebiet von Netz NÖ eingespeist bzw. verbraucht werden können, müssen zusätzliche Übergabestellen zum Übertragungsnetz der APG errichtet werden.  Projektbeschreibung und technische Daten • 380-kV-Anlage und Volleinbindung in die 380-kV-Weinviertelleitung • Errichtung von drei 380/110-kV-Umspannern (3 x 300 MVA) für Netz Niederösterreich • 110-kV-Ausbauten durch Netz NÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Erhalt der Versorgungsqualität und der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz bei steigender Netzlast und Ermöglichung der Rücklieferung von Windkraft-/PV-Leistung durch den starken EE-Ausbau (vgl. EAG) in Kombination mit anderen Übergabestellen (UW Zaya und UW Bisamberg) bis zu einer Leistung von 2 GW im Weinviertel. Weitere Projektinformationen • Regelmäßige Abstimmungs- und Planungsgespräche APG / Netz NÖ und mit EE-Planern bzw. Betreibern (v.a. Windkraft und PV) • Bauvorbereitungen / Baustart wird vorbereitet		

4.12.6 UW Südburgenland: Ausbau 3./4. Umspanner – Netz Burgenland

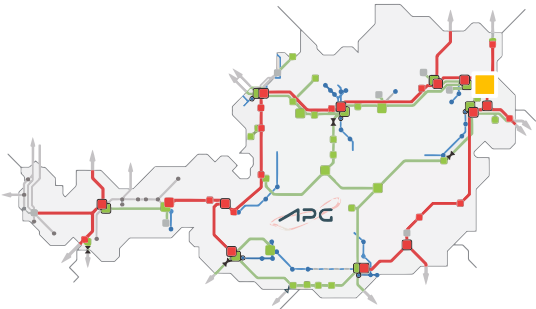
Projektnummer: 21-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Auf Grund der derzeit dynamischen Verbrauchs- und Einspeisesituation im südlichen und mittleren Burgenland und dem weiterhin durch das EAG zu erwartenden massiven EE-Ausbauten sowie zur Sicherstellung der (n-1)-sicheren Versorgung des Verteilernetzes von Netz Burgenland ergibt sich die Notwendigkeit zur Erhöhung der Anschlussleistung im Umspannwerk Südburgenland in der Marktgemeinde Rotenturm an der Pinka.  Projektbeschreibung und technische Daten • Tausch des Transformators RHU41 in 2024 abgeschlossen (200MW -> 300MW). Damit sind bereits zusätzliche 100MW für den Anschluss erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen verfügbar. • Errichtung eines 3. und in weiterer Folge 4. Umspanners mit je 300 MVA, da es bei der Generalerneuerung der 380-kV-Anlage (vgl. NEP-Projekt 23-10) jeweils zu Abschaltungen an Umspannern kommt • Errichtung einer zweisystemigen 380-kV-Leitungseinbindung • Errichtung einer dritten Sammelschiene (inkl. 2. Kupplung) • im aktuell geplanten Endausbau beträgt die Bezugskapazität 600 MVA mit (n-1)-sicherer Netzanbindung sowie eine Einspeisekapazität von 900 MVA (ohne (n-1)-Sicherheit) • 110-kV-Ausbau/Anbindung durch Netz Burgenland Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Erhöhung der Anschlussleistung im Umspannwerk Südburgenland werden im Bereich des südlichen und mittleren Burgenlandes der gesetzliche Auftrag über die Netzintegration von erneuerbaren Energieträgern erfüllt sowie die (n-1)-Sicherheit für Teilnetzanspeisungen gesichert. Weitere Statusdetails • Laufende Detailabstimmungen mit NEB, Umsetzung in Kombination mit NEP 23-10 • Bauvorbereitungen / Baustart wird vorbereitet		

4.12.7 UW Wien Südost: Ausbau zwei 380/110-kV-Umspanner – Wiener Netze

Projektnummer: 21-14	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2029 & 2033
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Umspannwerk Wien Südost ist eine wichtige Netzabstützung für das Verteilernetz der Wiener Netze. Aktuell sind im Umspannwerk Südost drei Umspanner zu je 200 MVA für Wiener Netze vorhanden. Im Normalbetrieb versorgen zwei dieser Umspanner die 110-kV-Netzgruppe „S“, welche sich bis ins südliche Niederösterreich erstreckt. Der dritte Umspanner stützt neben den Abstützungen in Wien Süd und Wien Simmering die Netzgruppe „J“. Das Netzgruppenkonzept der Wiener Netze sieht zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit eine Maximallast von 300 MVA je Netzgruppe vor, die Entwicklungen im Bereich der Netzgruppen „J“ und „S“ zeigen jedoch, dass diese zukünftig deutlich überschritten werden. Um die Notwendigkeit von Netzgruppenkupplungen so gering wie möglich zu halten, ist ein weiterer Kuppelumspanner am Standort Wien Südost notwendig, durch den eine Teilung der Netzgruppe „J“ ermöglicht wird. Anhand von durchgeführten Untersuchungen zu den weiteren Entwicklungen zeigt sich, dass darüberhinausgehend weitere Ausbaumaßnahmen erforderlich sind. Die Inbetriebnahme eines weiteren Kuppelumspanners im Umspannwerk Wien Südost und die Erhöhung der Nennleistung der in Betrieb befindlichen 220/110-kV-Umspanner auf 300 MVA (siehe Projekt 23-13) für das Verteilernetz der Wiener Netze erhöhen die mögliche Austauschleistung mit dem Übertragungsnetz um 600 MVA. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung von zwei 380/110-kV-Umspannern mit je 300 MVA • Umsetzung im Rahmen des Projekts NEP 23-6 Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit für das Verteilernetz der Wiener Netze • Möglichkeiten zur Netzgruppentrennung (Kurzschlussleistung, Löschgrenze) • Erhöhung der betrieblichen Flexibilität bei Abweichungen vom Normalschaltzustand Weitere Statusdetails • Netzzugangsanfragen seitens WN liegen vor		

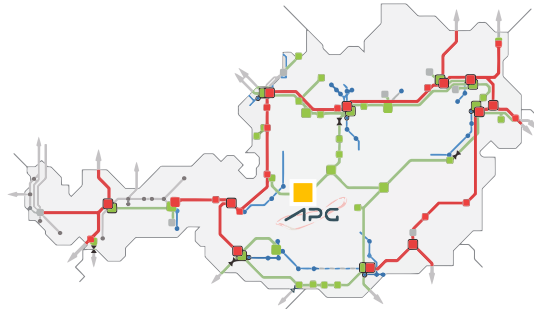


4.12.8 Neues UW Wien Ost (Deutsch Wagram): 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze

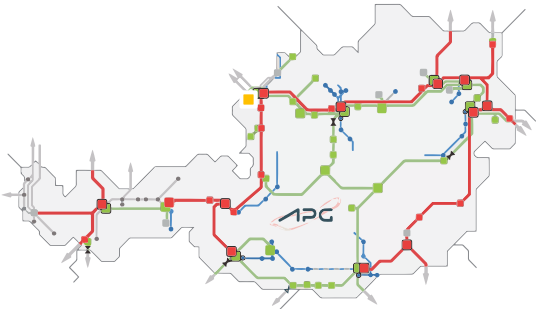
Projektnummer: 18-5	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2029 & 2031
Auslöser und technische Notwendigkeit Im nordöstlichen Konzessionsgebiet der Wiener Netze gibt es Potential für die Errichtung von Windkraftanlagen. Die Leistung der Windkraftanlagen kann weder in das vorhandene Mittelspannungsnetz noch ins vorhandene 110-kV-Netz von Wiener Netze eingespeist werden. Zur Netzintegration ist die Errichtung einer neuen Netzabstützung erforderlich. Die neue Übergabestelle APG/Wiener Netze wird mittel-/längerfristig auch genutzt, um das bereits derzeit zeitweise hoch ausgelastete 110-kV-Teilnetz der Wiener Netze (Netzgruppe „N“) zu teilen. Die Netzbelastung wird aufgrund der Stadtentwicklung, insbesondere im 22. Wiener Gemeindebezirk, und geplanter Maßnahmen zur Dekarbonisierung sowie weiterer Projekte für Großverbraucher zunehmend steigen.  Projektbeschreibung und technische Daten • Neues 380/110-kV-Umspannwerk • Vier 380/110-kV-Umspanner (4 x 300 MVA) • 110-kV-Ausbau durch Wiener Netze • Für den weiteren Ausbau bzw. EE-Einspeiser werden zusätzliche Platzreserven für Umspanner vorgesehen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Neuerrichtung des UW Wien Ost im Gemeindegebiet von Deutsch Wagram wird die Netzintegration der Windkraftprojekte (und PV) im Raum östlich von Wien sichergestellt und die Laststeigerung (Verbrauch) im Netzgebiet von Wiener Netze gedeckt. Durch die mögliche 110-kV-Netztrennung kann die Versorgungssicherheit langfristig sichergestellt werden. Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • Detailplanung von APG und Wiener Netze		

4.12.9 Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark

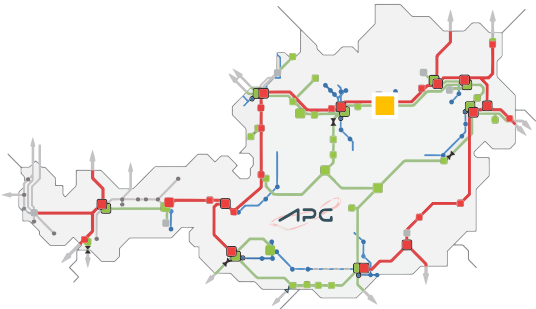
Projektnummer: 21-6	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Notwendigkeit zur Errichtung eines 220/110-kV-Übergabepunktes im Ennstal ergibt sich zum einem durch den steigenden Leistungsbedarf der Tourismusregion rund um Schladming-Haus-Reiteralm, verursacht durch klimatisch bedingten zunehmenden Einsatz von Schneeerzeugungsanlagen als auch durch die in den letzten Jahren zu verzeichnende starke Leistungserhöhung der Gastronomie- und Hotelbetriebe. Insbesondere im Winterhalbjahr werden einerseits die Grenzen des (n-1)-sicheren Betriebes im Netz der Energienetze Steiermark (ENS) erreicht bzw. teilweise bereits überschritten, darüber hinaus ist die Spannungshaltung im Winterhalbjahr aufgrund der steigenden Lasten und des weit ausgedehnten Mittelspannungsnetzes an den zulässigen Grenzen angelangt. Der Großraum Schladming ist von erhöhtem medialem Interesse („Night Race“, mehrfacher Austragungsort der alpinen Ski-WM), es bedarf bei solchen Großveranstaltungen eines erheblichen Aufwandes mit zahlreichen Notstromaggregaten, um auf Ausfälle vorbereitet zu sein. Mit einer zusätzlichen Netzabstützung im Raum Schladming-Haus kann die Versorgungssicherheit der Region Ennstal und Steirisches Salzkammergut bzw. Gesäuse erheblich gesteigert werden. Des Weiteren gibt es konkrete Anfragen für die Integration von Windkraft-, PV- und Wasserkraftanlagen im Bereich Ennstal. Zur Integration größerer Erzeugungsleistungen ist eine Netzabstützung zum Übertragungsnetz im Bereich Haus unumgänglich. Projektbeschreibung und technische Daten • Einbindung in die 220-kV-Leitung Pongau (vormals Tauern) – Weißenbach • 220-kV-Schaltanlage und ein 220/110-kV-Umspanner (300 MVA) im Erstausbau • 110-kV-Errichtung/Ausbau durch ENS Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der regionalen Versorgungs- und Betriebssicherheit • Wesentliche Maßnahme zur Integration Erneuerbarer Energieträger • Notwendige Maßnahme zur Spannungshaltung und Optimierung der Last- und Blindleistungsflüsse • Erhöhung der Kurzschlussleistung im Ennstal Weitere Statusdetails • Standort wurde fixiert, Grundstückskauf in Abwicklung • Detailplanungen zwischen APG und ENS (Anlagenlayout etc.)		



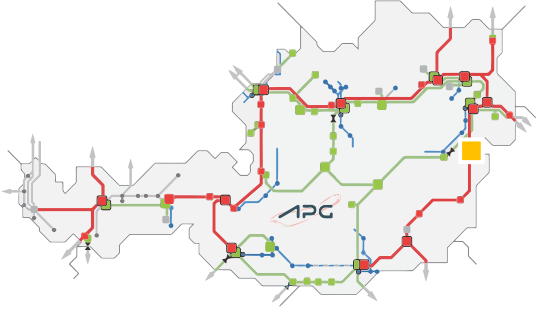
4.12.10 UW Ranshofen: Ausbau zwei Schaltfelder 110-kV – Netz OÖ und AMAG

Projektnummer: 23-15	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Im Zuge der Dekarbonisierungsstrategie plant die AMAG die Umstellung eines Teils ihrer Produktionsprozesse von Erdgas auf elektrische Energie. Die daraus resultierende zusätzliche Anschlussleistung beträgt bis zu 150 MVA (1. und 2. Ausbaustufe) und erfordert die Errichtung zusätzlicher 110/20-kV-Umspanner im Umspannwerk Ranshofen. In einem ersten Schritt ist der Ausbau um 50 MVA vorgesehen. Parallel dazu besteht seitens der Netz Oberösterreich GmbH Bedarf für einen weiteren 110/30-kV-Umspanner zur Stärkung des öffentlichen Stromnetzes. Der Auslöser ist die stark steigende Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen (insbesondere PV) sowie die Notwendigkeit, zusätzliche Leistungsreserven im 30-kV-Netz zu schaffen. Darüber hinaus trägt der zusätzliche Umspanner zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit bei.  Projektbeschreibung und technische Daten • Erweiterung der generalerneuerten 110-kV-Schaltanlage um zwei Schaltfelder • Errichtung eines 110/30-kV-Umspanners durch Netz OÖ • Errichtung eines 110/20kV-Umspanners durch AMAG Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Umstellung von Industrieprozessen von fossilen auf erneuerbare Energieträger • Sicherung des Standorts und der Wettbewerbsfähigkeit • Erhöhung der Versorgungssicherheit durch zusätzliche Kapazitäten zur Netzabstützung von Kunden Weitere Statusdetails • Dieses Projekt ist im Netzentwicklungsplan der Netz OÖ unter der Projektnummer NOÖ-24-37 gelistet • Sofern mittel- bis langfristig (größere) Bedarfe für weitere Leistungssteigerung seitens Netz OÖ und AMAG feststehen ggf. Errichtung eines zweiten 110-kV-Anspeisepunktes		

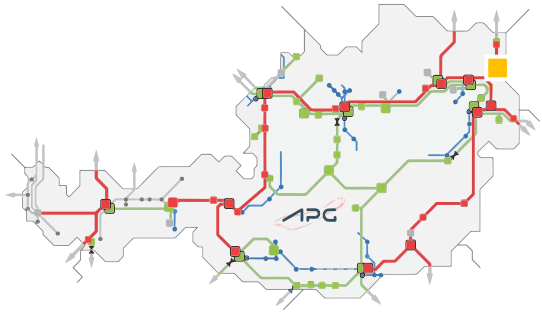
4.12.11 UW Ybbsfeld: Erneuerung Transformatoren und 110-kV-Ausbau (Netz NÖ)

Projektnummer: 18-2	Netzebene: 2, 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2032
Auslöser und technische Notwendigkeit Derzeit ist der Raum Waidhofen a.d. Ybbs, Amstetten und Haag über die beiden APG- Abstützungen Ernsthofen und Ybbsfeld an das Übertragungsnetz angebunden. Die Laststeigerung in diesem Netzraum ist aufgrund der hohen Dichte an Industriebetrieben und Neuansiedelungen überdurchschnittlich. Die Netzberechnungen von Netz NÖ zeigen, dass zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im 110-kV-Netz, zukünftig die Errichtung einer 110/20-kV-Schaltanlage im UW Ybbsfeld durch Netz NÖ erforderlich ist.  Projektbeschreibung und technische Daten - Umbau der Doppel-Stichanbindungen auf zwei 220/110-kV-Umspannerabzweige und Errichtung einer vollwertigen 110/20-kV-Schaltanlage durch Netz NÖ - Erforderliche Versetzung des 220/110-kV-Umspanners RHU1 inkl. der Neu-Errichtung eines Transformatorfundamentes durch APG, im Zuge der Versetzung werden die Umspanner erneuert (altersbedingter Ersatz) - Adaptierung von Sekundärtechnik seitens APG Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen - Erhalt der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz von Netz NÖ zufolge allgemeiner Laststeigerungen - Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbau-möglichkeiten in einem Netzraum mit überdurchschnittlicher Laststeigerung - Sicherer Netzbetrieb im Verteilernetz von Netz NÖ inkl. Einhaltung der Erdschluss-Löschgrenzen		

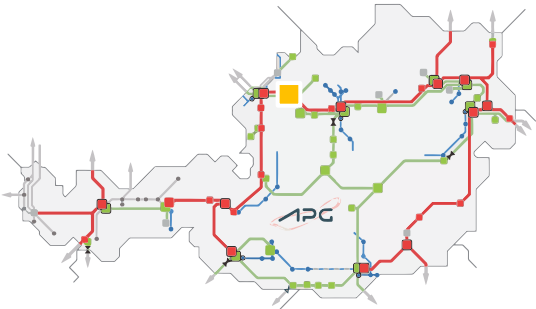
4.12.12 Neues UW Mattersburg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz Burgenland

Projektnummer: 21-10	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2030/31
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der derzeit dynamischen Verbrauchs- und Einspeisesituation im nördlichen und mittleren Burgenland und der weiteren durch das EAG zu erwartenden EE-Entwicklung sowie zur Sicherstellung der (n-1)-sicheren Versorgung des Verteilernetzes von Netz Burgenland ergibt sich in Mattersburg die Notwendigkeit einer neuen 380/110-kV-Netzabstützung aus dem Übertragungsnetz der APG.  Projektbeschreibung und technische Daten • Neuerrichtung einer 380-kV-Schaltanlage und Einbindung in die „Südburgenland“-Leitung im Raum Mattersburg durch APG • Errichtung von zwei 380/110-kV-Umspanner mit je 300 MVA • Errichtung einer zweisystemigen 380-kV-Leitungseinbindung • im aktuell geplanten Endausbau beträgt die Bezugskapazität 300 MVA mit (n-1)-sicherer Netzanbindung sowie die Einspeisekapazität 600 MVA (ohne (n-1)-Sicherheit) • 110-kV-Ausbau/Anbindung durch Netz Burgenland • Für die im längerfristigen Zeithorizont geplanten EE-Einspeisungen werden Platzreserven für einen dritten 380/110-kV-Umspanner vorgesehen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit einer zusätzlichen Netzabstützung im Raum Mattersburg werden im Bereich des nördlichen und mittleren Burgenlandes der gesetzliche Auftrag zur Netzintegration von erneuerbaren Energieträgern erfüllt sowie die (n-1)-Sicherheit für Teilnetzanspeisungen gesichert. Weitere Statusdetails • Neues Umspannwerk (green field) • Planungsabstimmungen zwischen APG und NEB		

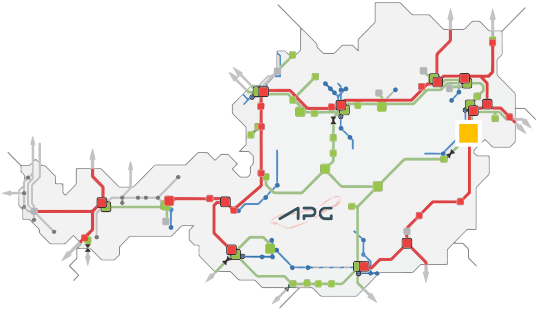
4.12.13 Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ

Projektnummer: 21-9	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2031
Auslöser und technische Notwendigkeit Mit 2022 waren rund 1200 MW Windkraftleistung im Weinviertel an das Verteilernetz der Netz Niederösterreich angeschlossen. Aufgrund der im Regierungsprogramm festgeschriebenen Ziele für den Umbau des Energiesystems (EAG) ist von einem zusätzlichen starken Anstieg der Einspeiseleistungen aus Windkraft und PV im Weinviertel auszugehen. Da diese erzeugten Leistungen und Energiemengen nicht im lokalen 110-kV-Netz von Netz NÖ eingespeist bzw. verbraucht werden können, wurden Planungsüberlegungen für eine zusätzliche Übergabestelle zum APG-Übertragungsnetz von Netz NÖ aufgenommen. 		
Projektbeschreibung und technische Daten • 380-kV-Schaltanlage und Einbindung in die Weinviertelleitung • Errichtung von zwei 380/110-kV-Umspannern (2 x 300 MVA) für Netz Niederösterreich • 110-kV-Ausbau/Anbindung durch Netz NÖ		
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Erhalt der Versorgungsqualität und (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz bei steigender Netzlast und insbesondere Einspeisung von Windkraft-/PV-Leistungen in Kombination mit den anderen Übergabestellen im Weinviertel. Beitrag zur Erreichung der EAG- und Klimaziele durch die Netzintegration von EE und weitere EE-Ausbauten.		
Weitere Statusdetails • Regelmäßige Abstimmungs- und Planungsgespräche APG / Netz NÖ und mit EE-Planern bzw. Betreibern (v.a. Windkraft und PV) • SW/UW Seyring (NEP-Projekt 21-2) ist eine wesentliche Voraussetzung für die Inbetriebnahme des UW Prottes		

4.12.14 Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung – Netz OÖ

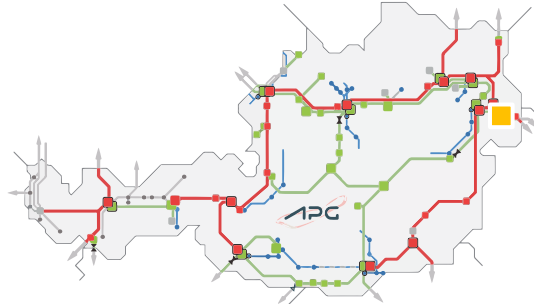
Projektnummer: 18-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2032
Auslöser und technische Notwendigkeit Um den stetig steigenden Leistungsbedarf im 110-kV-Teilnetz Lambach / St. Peter nachhaltig abzudecken und den zukünftigen energiewirtschaftlichen wie netztechnischen Anforderungen gerecht zu werden, ist im Bereich von Ried im Innkreis ein neuer Netzanschlusspunkt für Netz OÖ aus dem Höchstspannungsnetz (220 kV) von APG erforderlich. Die bestehende und derzeit schon stark ausgelastete Netzabstützung Hausruck/Lambach wird dadurch entlastet.  Projektbeschreibung und technische Daten • Neuerrichtung eines Umspannwerks mit 2-systemiger 220-kV-Leitungseinbindung • Errichtung von 220/110-kV-Umspannern (300 MVA) • Einbindung von bestehenden und neuen 110-kV-Leitungen von Netz OÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Langfristige und nachhaltige Erhaltung der Versorgungssicherheit und Erfüllung des Versorgungsauftrags von Netz OÖ als Verteilernetzbetreiber. Absicherung der Versorgungszuverlässigkeit und Leistungsbereitstellung durch stetig steigende Netzlasten (öffentlicher Bezug) und Einspeisung. Zudem ermöglicht die neue Netzabstützung die Reduktion der netzbetrieblichen Komplexität und einen effizienten regionalen Energietransport, wodurch eine erhöhte Zuverlässigkeit der Netze erreicht wird. Aufgrund der zahlreichen leistungsstarken Kundenanfragen im zukünftigen Versorgungsgebiet von UW Innkreis ist ein langfristiger Bedarf von 4 x 300 MVA Umspannerleistung zu erwarten (bzw. (n-1)-Sicherheit). Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • Die Netzabstützung im Raum Innkreis/Ried ist im Netzentwicklungsplan der Netz OÖ unter der Projektnummer NOÖ-24-06 gelistet • Analyse möglicher Standorte wurde durchgeführt, Standortfindung und -festlegung ist relativ schwierig • Aktuell Entwicklung des regionalen 110-kV-Detailkonzeptes durch Netz OÖ mit gesamthafter Berücksichtigung der Einflussfaktoren (EE, EAG etc.)		

4.12.15 Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze & Netz NÖ

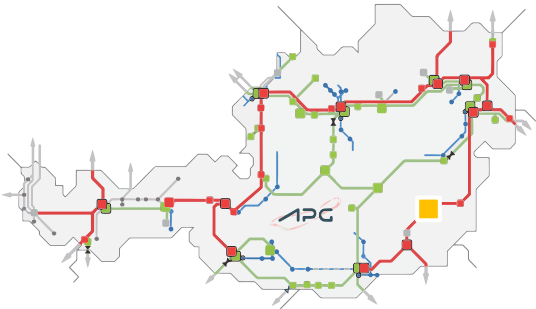
Projektnummer: 21-11	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2033/34
Auslöser und technische Notwendigkeit Für das südliche Konzessionsgebiet von Wiener Netze liegen Anfragen zum Netzanschluss von Windkraftanlagen und PV mit einer Gesamtleistung bis zu rd. 500 MW vor. Die Tendenz der angefragten Leistungen der Netzanschlüsse ist stark steigend. Diese Erzeugungsleistung kann weder im Mittelspannungsnetz (20 kV) noch im 110-kV-Netz adäquat eingebunden werden. Darüber hinaus liegen für das Industrieviertel und Brucker Becken Netz Niederösterreich Anfragen zum Netzanschluss von Windkraftanlagen, PV, Batteriespeichern und großen Verbrauchsanlagen vor. Die Tendenz der angefragten Leistungen der Netzanschlüsse ist stark steigend. Für die adäquate Versorgung der Kunden und Beibehaltung der Versorgungssicherheit sind Anpassungen in der 110-kV-Netzgruppe notwendig und ein zusätzlicher Stützpunkt zum APG-Übertragungsnetz erforderlich.  Projektbeschreibung u. technische Daten • Neuerrichtung einer 380-kV-Schaltanlage und Einbindung in den Leitungszug UW Wien Südost – UW Südburgenland • Errichtung von 380/110-kV-Umspannern (300 MVA) für Wiener Netze • Errichtung von 380/110-kV-Umspannern (300 MVA) für Netz Niederösterreich • 110-kV-Ausbau durch Wiener Netze und Netz Niederösterreich • Ein-/Anbindung von (bestehenden) 110-kV-Infrastrukturen • Anbindung des NEP-Projektes 23-3 und später NEP 25-9 Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der neuen 380/110-kV-Netzabstützung im Raum Trumau wird der Netzanschluss der geplanten EE-Projekte (v.a. Windkraft und PV) in Netzgebiet südlich von Wien und Niederösterreich sichergestellt. Zusätzlich ergibt sich später über die Möglichkeit der Einbindung von 110-kV-Leitungen eine stärkere Vermaschung der Netzgruppen. Mit den Projekten NEP 23-3 und NEP 25-9 wird sich das UW Trumau zu einem wichtigen APG-Netzknoten im Bereich südlich von Wien entwickeln. Weitere Statusdetails • Neues Umspannwerk (green field) • Netzzugangsanfragen von Wiener Netze und Netz Niederösterreich liegen vor • UW-Fläche seitens APG gesichert • Planungen mit Wiener Netze und Netz Niederösterreich gestartet		

4.12.16 UW Parndorf: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz Burgenland

Projektnummer: 23-16	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2034/35
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der anzunehmenden Leistungssteigerungen durch Wind-Repowering-Projekte sowie der derzeit dynamischen Verbrauchs- und Einspeisesituation im nördlichen Burgenland und der weiteren zu erwartenden EE-Entwicklung bzw. zur Sicherstellung der (n-1)-sicheren Versorgung des Verteilernetzes ergibt sich im Raum Nordburgenland die Notwendigkeit einer neuen 380/110-kV-Netzabstützung aus dem Übertragungsnetz der APG. Diese neue leistungsstarke 380/110-kV-Netzabstützung soll zukünftig die bestehende 220/110-kV-Netzabstützung Neusiedl am See netztechnisch ablösen. Projektbeschreibung und technische Daten • Neuerrichtung eines 380/110-kV-Umspannwerks • Einbindung von bestehenden und neuen 110-kV-Leitungen durch Netz Burgenland • Für die im längerfristigen Zeithorizont geplanten EE-Einspeisungen werden Platzreserven für weitere 380/110-kV-Umspanner vorgesehen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit einer zusätzlichen Netzabstützung im Raum Nordburgenland wird in diesem Bereich der gesetzliche Auftrag zur Netzintegration von erneuerbaren Energieträgern erfüllt sowie die (n-1)-Sicherheit für die Teilnetzanspeisungen gesichert. Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • Zusammenhang mit Gesamtkonzept und NEP-Projekt 23-3 • Planungsüberlegungen in Abstimmung zwischen APG und NEB		

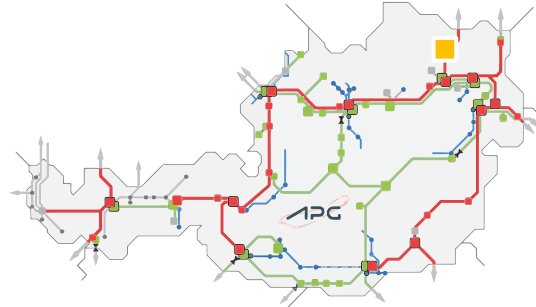


4.12.17 Neues UW Hartberg: 380/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark

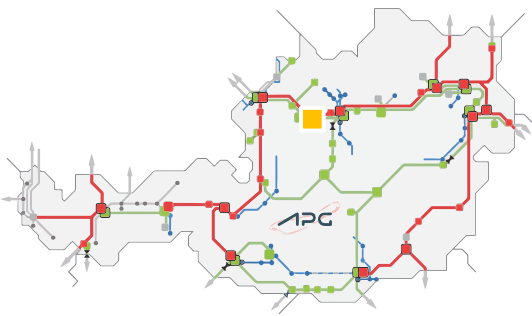
Projektnummer: 23-17	Netzebene: 1,2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2035
Auslöser und technische Notwendigkeit Das weitläufige 110-kV Netzgebiet der Energienetze Steiermark (ENS) in der Oststeiermark wird momentan nur durch den 380/110-kV-Übergabepunkt UW Oststeiermark/Wünschendorf abgestützt. Bereits heute kommt es in Zeiten großer PV-Einspeisung zu beträchtlichen Rückspeisungen ins Übertragungsnetz der APG, wobei die steigende Tendenz der letzten Jahre vor allem in den Sommermonaten deutlich zu erkennen ist.  Das 2023 durch das Land Steiermark veröffentlichte Entwicklungsprogramm für den Sachbereich Erneuerbare Energie weist großflächige Vorrangzonen im Nahbereich von Umspannwerken zur Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen aus. Über 400 ha befinden sich im Raum Oststeiermark und bieten Potential für über 400 MW an großflächigen PV-Anlagen, davon sind über 200 MW im Raum Hartberg/Unterrohr/Hohenbrugg situiert. Darüber hinaus zeigen die steigenden Einspeiseleistungen aus den niederen Spannungsebenen an den Lastgängen der 110/20-kV Umspannwerke eine starke Entwicklung. Auch die in der Oststeiermark befindlichen weiterverteilenden Netzbetreiber haben bereits einen Rückspeisebedarf im dreistelligen MW-Bereich in das Netz von EN bekanntgegeben. Als effizienteste Maßnahme zur Netzverstärkung wurde von EN eine neue 380/110-kV Netzabstützung in der Oststeiermark identifiziert. Die Errichtung einer neuen Übergabestelle im Bereich Buch-St. Magdalena (nahe dem Einspeiseschwerpunkt des Sachprogramms sowie idealerweise nahe den Leitungskreuzungen der 380-kV- und 110-kV-Leitungen) ist gegenüber dem Ausbau des bestehenden UW Oststeiermark/Wünschendorf zu bevorzugen, um das einsystemig ausgeführte 110-kV-Netzgebiet der Oststeiermark betriebsführungs- und lastflussmäßig zu entlasten und somit Kapazitäten im 110-kV Netz zu schaffen. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerks • Einbindung in die 380-kV-Leitung UW Südburgenland – UW Oststeiermark • Errichtung eines 380/110-kV-Transformators (300 MVA) • Errichtung einer 110-kV-Schaltanlage durch ENS, Einbindung der sich im Nahbereich befindlichen 110-kV-Leitungen (Wünschendorf – Hartberg, Hartberg – Unterrohr – Hohenbrugg) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Wesentliche Maßnahme zur Integration Erneuerbarer Energieträger • Erhöhung der regionalen Versorgungs- und Betriebssicherheit • Entlastung der 110-kV Netzes, Erhöhung der Netzkapazitäten und (n-1)-Sicherheit Weitere Statusdetails • Netzzugangsanfrage seitens Energienetze Steiermark liegt vor • Abänderung des Projekts auf Basis der obengenannten Ergebnisse seitens ENS in Abstimmung mit APG von einer Erweiterung des bestehenden UW Oststeiermark/Wünschendorf (siehe NEP 2023) zum neuen UW Hartberg im NEP 2025		

4.12.18 Neues UW Eggenburg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ

Projektnummer: 25-16	Netzebene: 1,2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues Umspannwerk	Gepl. IBN: 2035
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der politischen Ziele für den Umbau des Energiesystems geht Netz NÖ von einem zusätzlichen größeren Anstieg der Einspeiseleistung aus Windkraft und PV im Waldviertel aus. Da diese erzeugten Energiemengen bei weitem nicht im lokalen 110-kV-Netzgebiet von Netz NÖ eingespeist bzw. verbraucht werden können, müssen zusätzliche Übergabestellen zum Übertragungsnetz der APG errichtet werden. Dafür wurde seitens Netz NÖ ein neues 380/110-kV-Umspannwerk in der Nähe von Eggenburg identifiziert, welches eine weitere Anbindung an das Übertragungsnetz der APG darstellt und ein wichtiger Eckpunkt der 110-kV-Netzentwicklung von Netz NÖ in der Region Waldviertel ist. Der neue Übergabepunkt samt Erweiterung des bestehenden 110/20-kV-Umspannwerks dient neben der Erhöhung der Netzkapazitäten auch der Erhöhung der Versorgungssicherheit. Darüber hinaus ist es mit Umsetzung dieses Projektes möglich, eine weitere 110-kV-Netzgruppe zu etablieren und damit die Löschgrenze im 110-kV-Netz einzuhalten. Projektbeschreibung und technische Daten • Neue 380-kV-Schaltanlage und Einbindung in die 380-kV-Leitung Dürnrohr – Slavetice • 380/110-kV-Umspanner (2 x 300 MVA) • 110-kV-Anlage und Ausbauten durch Netz NÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Ermöglichung der Einspeisung und des Abtransportes von Leistungen aus Windkraft- und PV-Anlagen aus dem Verteilernetz von Netz NÖ und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netzintegration von erneuerbaren Energien • Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbaumöglichkeiten in einem Netzraum der durch stark steigende EE-Einspeisung gekennzeichnet ist und eine wesentliche Rolle für die sichere Stromversorgung des Waldviertels einnimmt. • Wichtige neue Netzabstützung, um eine weitere 110-kV-Netzgruppe zu etablieren und damit die Löschgrenze im 110-kV-Netz einzuhalten Weitere Projektinformationen • Netzzugangsanfrage seitens Netz Niederösterreich liegt vor		

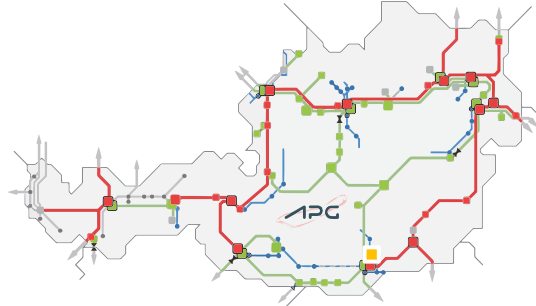


4.12.19 UW Sattledt: Ausbau 2. 220/30-kV-Umspanner – Netz OÖ

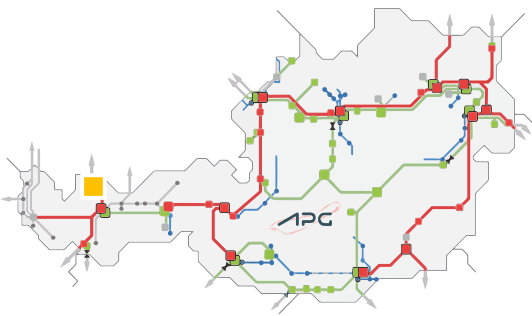
Projektnummer: 25-17	Netzebene: 1, 4/5	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/30 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Entwicklung und Ansiedelung eines leistungsintensiven Netzkunden, sowie steigende dezentrale EE-Erzeugung erfordern einen zusätzlichen Umspanner im 220/30-kV-UW Sattledt. Mit Stand März 2025 liegen Netz OÖ für den 30-kV-Versorgungsbereich des UW Sattledt konkrete Anfragen auf Netzzutritt für Verbrauchsanlagen im Ausmaß von rund 20 MW sowie von Erzeugungsanlagen von rund 12 MW vor.  Projektbeschreibung und technische Daten • Die 220-kV-Schaltanlage Sattledt ist primärtechnisch als eine einfache Schaltanlage ausgeführt („H“-Schaltung) • Ausbau eines (d.h. des zweiten) 220-kV-Trafo-Abzweiges (Eigentum APG) • Errichtung eines 220/30-kV-Umspanners durch Netz OÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Durch die Errichtung eines zweiten 220/30-kV-Umspanners im UW Sattledt können die lokalen Versorgungsaufgaben von Netz OÖ sichergestellt und somit die Versorgungssicherheit und (n-1)-Sicherheit gewährleistet werden. Darüber hinaus wird der Anschluss weiterer Verbrauchskunden sowie weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen ermöglicht. Zusätzlich können dadurch die Ersatzversorgung benachbarter Umspannwerke besser bewerkstelligt und netzbetriebliche Verbesserungen bei 30-kV-Umschaltungen erreicht werden. Weitere Statusdetails • Das Projekt ist im Netzentwicklungsplan von Netz OÖ unter der Projektnummer NOÖ-24-36 gelistet • Netzzugangsanfrage seitens Netz Oberösterreich liegt vor • Um den seitens Netz OÖ avisierten Zeitplan zu erreichen, wird voraussichtlich Netz OÖ den 220-kV-Trafo-Abzweig (Eigentum APG) errichten, weitere Abstimmungen dazu sind erforderlich		

4.12.21 Neues UW St. Paul: 110/20kV – Kärnten Netz

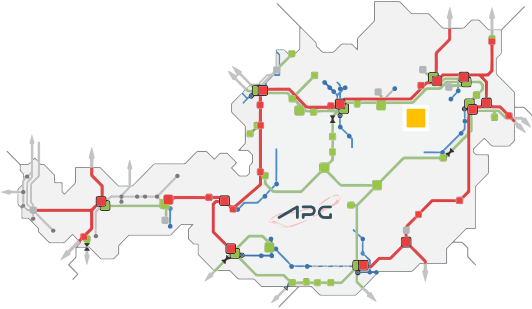
Projektnummer: 25-18	Netzebene: 3, 4	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110/20 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Gebiet rund um St. Paul im Lavanttal weist ein hohes Entwicklungspotenzial auf – insbesondere durch die Inbetriebnahme der Hochleistungsstrecke mit der Koralmbahn (ÖBB), die als Teil der Baltisch-Adriatischen Achse eine europaweit bedeutende Infrastruktur darstellt. Mit der verbesserten Anbindung wird ein Anstieg des Stromverbrauchs infolge wirtschaftlicher Entwicklungen prognostiziert. Darüber hinaus bietet die Region aufgrund ihrer günstigen Bedingungen sehr gute Voraussetzungen für die Nutzung von EE, insbesondere aus Photovoltaik und Windkraft. Diese Entwicklungen erfordern eine vorausschauende netzseitige Absicherung und die Schaffung entsprechender Anschlusskapazitäten im Übertragungs- und Verteilernetz. Das 20-kV-Verteilernetz der KNG wird im Bereich St. Georgen/St. Paul im Lavanttal derzeit aus dem UW St. Andrä versorgt. Auf Basis der ersten Netzanschlussanfragen und unter Berücksichtigung der zahlreichen Potenziale sowohl für Verbrauchs- als auch für EE im Gebiet St. Paul ist absehbar, dass die Netzkundenanlagen im bestehenden 20-kV-Netz zukünftig nicht mehr ausreichend versorgt werden können. Daher muss die Anbindung des 20-kV-Netzes an das 110-kV-Netz an die zukünftigen Erfordernisse angepasst werden. Die dafür notwendigen Maßnahmen erfordern die Errichtung eines neuen 110/20-kV-Umspannwerks im Bereich St. Paul im Lavanttal. Projektbeschreibung und technische Daten Errichtung eines 110/20-kV-Umspannwerks bei St. Paul im Lavanttal zur Abstützung des 20-kV-Netzes durch KNG-Kärnten Netz GmbH in Abstimmung mit APG. Das UW St. Paul wird in die im Lavanttal verlaufende 110-kV-Leitung der APG eingebunden. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Zukunftssichere Abstützung des lokalen Mittelspannungsnetzes und Versorgung von Verbrauchsanlagen mit großem Leistungsbedarf sowie Abtransport der hohen Einspeiseleistungen von erneuerbaren Energieanlagen in das 110-kV-Netz. Damit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netzintegration von EE im Sinne der energiepolitischen Zielsetzungen. Weitere Statusdetails Um den seitens Kärnten Netz avisierten Zeitplan zu erreichen, wird voraussichtlich Kärnten Netz das Umspannwerk errichten inkl. der 110-kV-Anlagenteile von APG; weitere Abstimmungen dazu sind erforderlich		



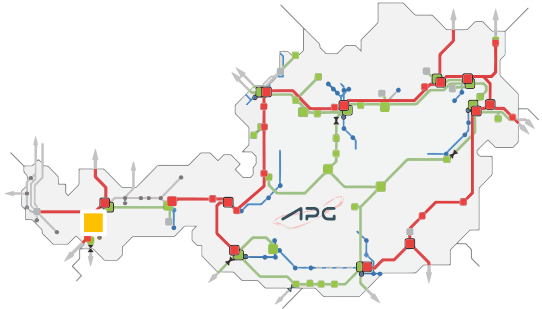
4.12.22 Neues UW Reutte: 380/110-kV-Netzabstützung – TINETZ

Projektnummer: 25-19	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2037
Auslöser und technische Notwendigkeit Der Bezirk Reutte wird derzeit ausgehend vom UW Imst der TINETZ über eine ca. 47 km lange 110-kV-Leitung (Länge gesamt bis Staatsgrenze A-DE) versorgt. Im Verlauf dieser 110-kV-Doppelleitung bestehen drei NE3-Übergabestellen zum TINETZ unterlagerten VNB Elektrizitätswerke Reutte AG (EWR), der die regionale Versorgung des Bezirk Reutte bewerkstelligt. Aufgrund des von EWR mittel- bis langfristig angemeldeten Lastanstieges von ca. 100 MW und der ebenfalls stark zunehmenden Einspeisung durch v.a. PV-Anlagen mit ebenfalls ca. 100 MW soll zur Verbesserung der Versorgungs- und (n-1)-Sicherheit eine zusätzliche Netzabstützung aus der vorbeiführenden 380/220-kV-Leitung Westtirol – Leupolz/Memmingen der APG errichtet werden. Durch diese zusätzliche Netzabstützung können weiters Instandhaltung und Erneuerungsmaßnahmen auf 110-kV-Doppelleitung Imst – Reutte – Staatsgrenze der TINETZ durchgeführt werden (nötige Abschaltungen). Weiters wird zukünftig bei Störungen auf der 110-kV-Leitung der Bezirk Reutte vom neuen 380/110-kV-Umspannwerk versorgt. Darüber hinaus ergeben sich Vorteile für die Versorgungssicherheit im gesamten Verteilernetz der TINETZ im westlichen Nordtirol. 		
Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines 380/110-kV-Umspannwerkes im Bezirk Reutte (Nordtirol) • Einbindung des neuen UW in die APG-Leitung Memmingen/Leupolz • Errichtung eines 380/110-kV-Umspanners • Errichtung von 110-kV-Anlagenteilen durch TINETZ		
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Verbesserung der Versorgungssicherheit des Bezirkes Reutte inkl. dem TINETZ nachgelagerten VNB Elektrizitätswerke Reutte AG (EWR) • Ermöglichung von erforderlichen Abschaltungen im 110-kV-Netz der TINETZ für betriebliche Erfordernisse und Ertüchtigungen • Sicherstellung des zukünftigen Lastanstieges und Abtransport von zusätzlichen EE-Einspeisungen aus dem Verteilernetz der TINETZ bzw. des EWR		
Weitere Statusdetails • Neues Umspannwerk (green field) • Netzzugangsanfrage seitens TINETZ liegt vor		

4.12.23 UW Etzersdorf: 380-kV-Anlage GE / Ausbau Netzabstützung – Netz NÖ

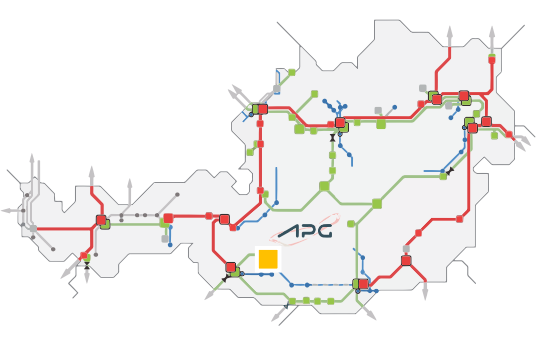
Projektnummer: 25-20	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2037
Auslöser und technische Notwendigkeit Durch die vermehrte Integration von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien in den Spannungsebenen und den damit einhergehenden Themen wie Spannungshaltung, Lastflusssteuerung und Kurzschlussströme ist eine Auftrennung der bestehenden 110-kV-Netzgruppen von Netz Niederösterreich erforderlich. Zusätzlich liegen in der Region große Verbrauchsanfragen mit weiter steigender Tendenz vor. Eine Erhöhung der Übergabekapazitäten am SW Etzersdorf ist für die nachhaltige Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig. Mit Umsetzung des Projektes ist es möglich eine weitere 110-kV-Netzgruppe zu etablieren und damit die Löschgrenze im 110-kV-Netz einzuhalten.  Projektbeschreibung und technische Daten • Ausbau und Ertüchtigung des 380-kV-Schaltwerkes Etzersdorf von APG und Netz NÖ • Umsetzung altersbedingter Erneuerungsmaßnahmen • Ggf. Ausbau zu einem UW: Mögliche Errichtung von 380/110-kV-Umspannern (2 x 300 MVA) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der Anschlussleistung in Bezugs- und Einspeiserichtung • Erhalt der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz von Netz NÖ zufolge allgemeiner Laststeigerungen und durch EE-Einspeisungen • Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbau-möglichkeiten in einem Netzraum mit überdurchschnittlicher Laststeigerung • Sicherer Netzbetrieb im 110-kV-Verteilernetz von Netz NÖ inkl. Einhaltung der Löschgrenzen Weitere Projektinformationen • Erste Planungsüberlegungen werden angestellt • Dzt. gemeinsame 380-kV-Anlage mit Netz NÖ. Eventuell erfolgen vorgezogene 380-kV-Ausbauten seitens Netz NÖ (Auflösung von 380-kV-Verbügelungen) bzw. in Abstimmung mit APG		

4.12.24 Neues UW Prutz: 380/220-kV-Netzanschluss – TINETZ

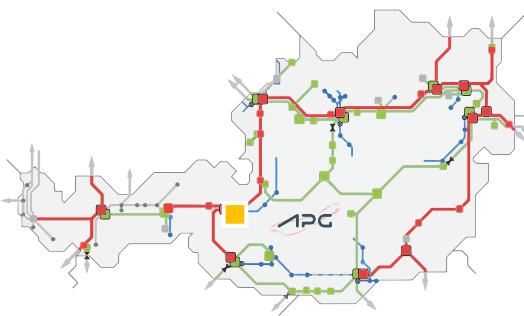
Projektnummer: 23-21	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2040
Auslöser und technische Notwendigkeit Verursacht durch die allgemeine Lastentwicklung und zukünftige neue Erzeugungsanlagen soll eine zusätzliche Verbindung zwischen dem von TINETZ-Tiroler Netze GmbH betriebenen Verteilernetz und dem am UW Prutz vorbeiführenden 380-kV-Übertragungsnetz der APG hergestellt werden. Dazu ist die Errichtung einer zusätzlichen 380/220kV-Schaltanlage und Einschleifung der 380-kV-Leitung der APG erforderlich. Damit soll eine zusätzliche Abstützung des von TINETZ-Tiroler Netze GmbH betriebenen Verteilernetzes aus dem 380-kV-Netz der APG erreicht werden, wodurch die Netzsicherheit in Tirol erhöhen wird. Im Detail wird damit der Großraum Oberes Gericht – Prutz – Kaunertal versorgt und darüber hinaus die von den bestehenden und geplanten Kraftwerken erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen abtransportiert bzw. die Pumpspeicherung in Tirol und insbesondere jene des Ausbaus des Kraftwerks Kaunertal unterstützt.  Projektbeschreibung und technische Daten Das bestehende 220/110-kV-UW Prutz der TINETZ-Tiroler Netze GmbH soll durch Errichtung einer 380/220-kV-Umspannung und der Einschleifung der vorbeiführenden 380-kV-Leitung – Westtirol – Nauders/Pradella inkl. gleichzeitigem Umbau der 220-kV-Anlage erweitert werden. • zwei 550/600 MVA-Transformatorbänke (380/220-kV) • Ausbau von 380-kV- und 220-kV-GIS-Schaltanlagen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der Versorgungssicherheit im westlichen Nordtirol • Abdeckung von weiteren Laststeigerungen • Netzintegration von EE und Leistungen von Pumpspeichern Weitere Statusdetails • Projekt mit langfristigem Zeithorizont		

4.13 Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Kunden

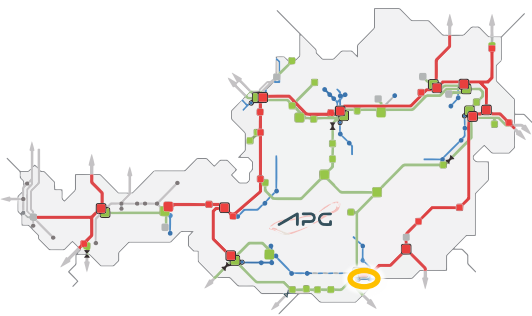
4.13.1 Umstrukturierung 110-kV-Netzbereich Reißbeck / Malta - VHP

Projektnummer: 21-12	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Änderungen UW / Ltg.	Gepl. IBN: 2026
Auslöser und technische Notwendigkeit Verbund Hydro Power GmbH (VHP) wird an den Erzeugungsanlagen im Kraftwerk Malta und Reißbeck/Kreuzeck bestimmte Erneuerungen und Effizienzsteigerungsmaßnahmen durchführen. APG betreibt in diesem Netzbereich Teile des 110-kV-Netzes und es liegt die Notwendigkeit einer Generalerneuerung der gemeinsamen (APG und VHP) 110-kV-Anlage „Reißbeck“ vor. Aus diesem Grund wurde ein umfassendes Gesamtkonzept für den betroffenen Netzraum von APG und VHP erarbeitet, in welchem unter anderem die Kraftwerksgruppe Reißbeck(/Kreuzeck) zukünftig direkt auf der 220-kV-Ebene eingebunden wird und die jeweiligen betrieblichen Bedarfe bestmöglich und effizient erfüllt werden.  Projektbeschreibung und technische Daten - Die von Malta Unterstufe und Kamering kommende 110-kV-Leitung der APG (die derzeit in die 110-kV-Schaltanlage Reißbeck eingebunden ist) wird von APG in die nahe gelegene 110-kV-Schaltanlage Malta der APG geführt, dafür sind in der Schaltanlage Malta zwei 110-kV-Schaltfelder von APG auszubauen - Weiters errichtet APG am Standort Malta im Zuge des Projektes ein eigenes Betriebsgebäude für den Betrieb der 220-kV- und 110-kV-Anlagen - VHP errichtet in Reißbeck eine neue 110-kV-Kraftwerkschaltanlage (im Zuge dessen werden die dzt. 110-kV-Anlagenteile in Reißbeck von VHP und APG demontiert) - Weiters werden Demontagen von (nach diesen Umbauten) nicht mehr benötigten 110-kV-Leitungsabschnitten der APG erfolgen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Die Maßnahmen stellen ein 110-kV-Gesamtkonzept dar, welches die jeweiligen betrieblichen Bedarfe bestmöglich und effizient erfüllt. Weiters kommt es zu einer weitreichenden „Entflechtung“ der APG-Netzanlagen von den Kraftwerksanlagen der VHP. Weitere Statusdetails - Projekt ist in Umsetzung		

4.13.2 UW Kaprun: 380-kV-Netzanschluss PSP-KW Limberg 3 – VHP

Projektnummer: 21-13	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Verbund Hydro Power GmbH (VHP) hat im Frühjahr 2021 den Baubeschluss für die Erweiterung der Kraftwerksgruppe Kaprun/Limberg mit dem Kraftwerk Limberg 3 getroffen. Das Kraftwerk Limberg 3 wird über die, aus dem „hinteren Kaprunertal“ kommende, 380-kV-Leitung (Systeme 457/458) der VHP an das 380-kV-Netz von APG in der Schaltanlage Kaprun angebunden.  Die kürzlich in Betrieb genommene, ebenfalls im UW Kaprun eingebundene Salzburgleitung (vgl. NEP-Projekt 11-10) und der Netzanschluss von Limberg 3 sind de facto bzw. rechtlich zwei unabhängige Projekte. Da allerdings Erweiterungen und Umbauten von GIS-Anlagen aufgrund der beengten Raumverhältnisse eine komplexe Aufgabe darstellen und hier zeitliche Überschneidungen vorliegen, hat APG – auch um die Abschaltzeiträume kurz zu halten – die einzelnen Projektteile für die Erweiterung der 380-kV-Anlage Kaprun bezogen auf den technischen Bauablauf aufeinander abstimmen und als eine Um-/Ausbaumaßnahme bis 2025 abgewickelt. Projektbeschreibung und technische Daten - Ausbau eines 380-kV-Schaltfeldes und anlagenbautechnische Erweiterungen in der GIS-Anlage „Kaprun“ durch APG für den Netzanschluss von Limberg 3 Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Netzanschluss des Pumpspeicherkraftwerks Limberg 3 von VHP an das Übertragungsnetz der APG. Die leistungsfähige 380-kV-Anbindung von Limberg 3 bzw. von Pumpspeicherkraftwerken ermöglicht die effiziente Speicherung sowie Ausregelung der volatilen erneuerbaren Energien und trägt somit zur Erreichung der EAG- und Klimaschutzziele bei. Weiters ergeben sich Vorteile für den Netzwiederaufbau durch den direkten Netzanschluss auf die 380-kV-Netzebene. Durch die Abstimmung mit den entsprechenden Projektteilen der Salzburg-Leitung werden notwendige Abschaltzeiträume im Bauablauf möglichst kurzgehalten. Weitere Statusdetails - Netzanschluss ist hergestellt, geplante Inbetriebnahme Pumpspeicherkraftwerk Limberg 3 im September 2025.		

4.13.3 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck (Netzverstärkung)

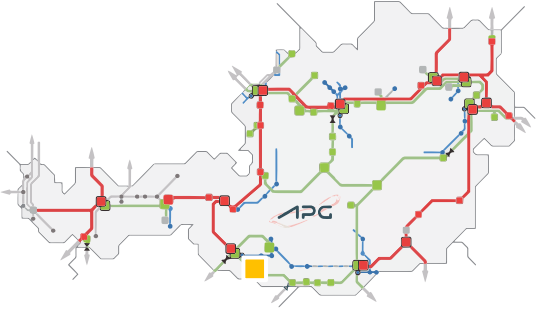
Projektnummer: 14-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Leitung (UW)	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Im Lavanttal sind Windkraftwerksprojekte mit einem Gesamtumfang von über 240 MW bekannt. Weiters ist in Zukunft von mehr als 100 MW an Photovoltaikanlagen auszugehen. Die zusätzliche Einspeisung aus erneuerbaren Energien in dieser Region muss – da diese in Kombination mit den bestehenden Kraftwerken der Region den regionalen Verbrauch deutlich übersteigt – in das Übertragungsnetz der APG eingespeist werden.  Projektbeschreibung u. technische Daten Durch die zusätzliche Einspeisung kommt es in diesem Netzbereich gemäß den durchgeführten Netzanalysen und Planungsrechnungen auf der 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck zu Engpässen. Nach umfangreichen leitungsbautechnischen Untersuchungen wird eine Generalerneuerung der Leitung durchgeführt, die eine leistungsstarke und moderne Zweierbündel-Beseilung vorsieht. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration von regionalen EE (v.a. Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik) im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen • Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit und (n-1)-Sicherheit • Erhöhung der regionalen Versorgungs- und Betriebssicherheit Weitere Projektinformationen • Anfrage auf Netzanschluss durch KNG bzw. mehrere Projektwerber • Planungsgespräche mit KNG und den Projektwerbern • Im Mai 2025 wurde das Projekt nach dem Kärntner Elektrizitätsgesetz (K-EG) durch Bescheid der Kärntner Landesregierung genehmigt • https://www.apg.at/projekte/generalerneuerung-jauntal-leitung/		

4.13.4 Neues SW Molln: Energiespeicher Bernegger

Projektnummer: 11-24	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung/Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: neues SW	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Herstellung des Netzanschlusses für die Einbindung des geplanten Pumpspeicherkraftwerk Pfaffenboden (Energiespeicher Bernegger) in das APG-Netz. Projektbeschreibung u. techn. Daten Das SW Molln wird als zweisystemige Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen – Pyhrn/Weißbach (Sys.Nr. 201B/202) projiziert. Daten Kraftwerk: • Engpassleistung Turbinenbetrieb elektrisch: 300,0 MW • Leistungsaufnahme Pumpbetrieb elektrisch: 326,4 MW • Maximale / minimale Rohrfallhöhe: 654 / 610,5 m • Anbindung der Maschinensätze erfolgt über Mittelspannungs-Vollumrichter und Transformatoren Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Herstellung Netzanschluss für Energiespeicher Bernegger Weitere Projektinformationen • Neues Schaltwerk (green field) • Auswirkungen von nunmehr höheren Lieferzeiten von Schaltanlagenkomponenten sind im Projektzeitplan zu berücksichtigen		

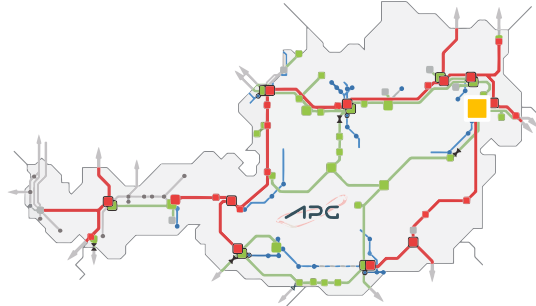


4.13.5 Neues UW Würmlach: Netzanschluss Merchantline Würmlach – Somplago (IT) – AAE

Projektnummer: 23-20	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: M.L. / Umspannwerk	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Alpe Adria Energia (AAE) plant die Errichtung einer 220-kV-Stromverbindungsleitung von Würmlach (AT) nach Somplago (IT) als „Merchant Line“ gemäß Artikel 63 der Verordnung (EU) 943/2019. Im Zuge des Projekts ist eine Einbindung in die bestehende 220-kV-Leitung UW Lienz – UW Obersielach der APG erforderlich.  Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung einer 220-kV-Schaltanlage und Einbindung in die 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach durch APG • Errichtung eines 220-kV-Phasenschiebertransformators und der 220-kV-Verbindungsleitung Würmlach – Somplago durch Alpe Adria Energia • Platzreserven für weitere regionale Entwicklungen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Durch die Errichtung der Verbindungsleitung entstehen zusätzliche Kapazitäten zwischen Österreich und Italien, die zu einer stärkeren Kopplung der Marktgebiete führen. Weitere Projektinformationen • TYNDP2022 TR 210 – Würmlach (AT) – Somplago (IT) interconnection Link • Joint Opinion of the National Regulatory Authorities ARERA and E-Control Link • BESCHLUSS DER KOMMISSION über die Ausnahme von Alpe Adria Energia S.r.l. gemäß Artikel 63 der Verordnung (EU) 943/2019 in Bezug auf eine Stromverbindungsleitung zwischen Italien und Österreich vom 25.04.2023 Link • Errichtungsvertrag ist in Erstellung/Verhandlung • Zeitplan für das Gesamtprojekt herausfordernd		

4.13.6 UW Wien Südost: Ausbau 380-kV-Netzanschluss – OMV

Projektnummer: 23-19	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2028/29
Auslöser und technische Notwendigkeit Die OMV plant sich von einem integrierten Öl-, Gas- und Chemieunternehmen zu einer führenden Anbieterin von innovativen nachhaltigen Kraftstoffen, Chemikalien und Materialien entwickeln und dabei eine weltweit führende Rolle in der Kreislaufwirtschaft einzunehmen. Mit der Umstellung auf ein CO₂-armes Geschäft, verfolgt die OMV das Ziel, bis spätestens 2050 in allen drei Scopes klimaneutral zu werden. Zur Umsetzung der nachhaltigen OMV-Strategie benötigt der Standort Raffinerie Schwechat in Zukunft mehr grünen Strom, der für Transformations-Projekte wie z.B. der Herstellung von grünem Wasserstoff, für das Recyclingverfahren OMV ReOil oder auch zur Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen notwendig ist. Projektbeschreibung und technische Daten • In der Raffinerie Schwechat wird durch OMV ein neues 380/110-kV-Umspannwerk zur Versorgung bestehender und neuer Prozessanlagen errichtet • Zur Anbindung an das Umspannwerk Wien Südost der APG errichtet OMV zwei Leitungssysteme mit je ≥ 600 MW Übertragungsleistung • Errichtung von zwei 380-kV-Schaltfeldern im UW Wien Südost durch APG Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der Leistungsfähigkeit der Stromanspeisung • Ermöglichung der geplanten Dekarbonisierung der Prozesse der OMV Weitere Projektinformationen • Die Umsetzung erfolgt gemeinsam mit dem NEP-Projekt 23-6		



5. Informationen über weitere Projekte und Entwicklungen

5.1 Weitere Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes

Wie bereits in Kapitel 3 und Kapitel 4 erläutert, ist der Ausbau der Stromnetze von besonderer Bedeutung auf dem Weg zu einem klimaneutralen Österreich. Durch Netzausbau werden zukünftige Transportkapazitäten für die weitere Netzintegration der EE, neue Kraftwerksanschlüsse, zur Deckung zusätzlicher Bedarfssteigerungen und auch für die Dekarbonisierung der Industrie, des Verkehrs- und Wärmesektors sowie für Sektorkopplungsanlagen geschaffen. Mit neuen 380-kV-Leitungsgroßprojekten können zusätzliche 110-kV-Netzabstützungen (Umspannwerke) zu den Verteilernetzbetreibern und leistungsstarke EE-Einspeisepunkte geschaffen werden. Diese werden mit zunehmender Konkretisierung in die zukünftigen NEP 2027ff aufgenommen. Ein besonderer Meilenstein in Hinblick auf ein „Zielnetz 2040“ gelingt im NEP 2025 mit der Integration der im ÖNIP 2024 ausgewiesenen Strombedarfskorridore als neue NEP-Projekte und stellt so die gesetzlich geforderte Kohärenz der Pläne sicher.

5.2 Überblick über vorliegende Netzzutrittsanfragen

Anfang 2025 kam es zu einem massiven Anstieg an eingegangenen Netzzutrittsanfragen. Neben Anfragen für Rechenzentren mit einer gesamthaft (seit 2023) beantragten Anschlussleistung von rd. 1.800 MW ist ein stark wachsendes Interesse an Netzanschlüssen für Großbatteriespeicher mit einer Gesamtleistung von rd. 4.900 MW zu verzeichnen, wovon rd. 3.400 MW im 1. Quartal 2025 beantragt wurden. Die Vielzahl an Anfragen muss einer genauen netztechnischen Prüfung unterzogen werden. In Bezug auf die Batteriespeicher ist zusätzlich zur technischen Bewertung auch eine genaue Analyse der gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen besonders in Hinblick auf die geplanten Gesetzesentwürfe zum EIWG und dem EABG erforderlich. Hier gilt es die Positionierung in den Stromnetzen, Zuständigkeiten und Rollenverteilungen genauer zu definieren.

5.3 Zukünftige weitere Projekte

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über zukünftige Projekte, die nach weiterer Bearbeitung und bei Erlangung einer entsprechenden Projektreife in zukünftige Netzentwicklungspläne (NEP 2027ff) aufgenommen werden können (siehe auch Kapitel 1.3).

5.3.1 Informationen über zukünftige Projekte im nationalen/europäischen Interesse

Folgende Projekte der Netzebene 1 sind in Evaluierung:

- Stromverbindung durch den Brenner Basistunnel (BBT): aktuell Evaluierung von nötigen vorbereitenden Maßnahmen
- Verstärkung Obersielach – Staatsgrenze SI Podlog (TYNDP Projekt 325 & ÖNIP)
- Blindleistungselemente im APG-Netz (z.B. rotierende Phasenschieber mit Synchronmaschinen)

5.3.2 Informationen über zukünftige Projekte mit Verteilernetzbetreiber

Für folgende Projekte wurden erste Gespräche geführt bzw. Netzzugangsanfragen von den VNB gestellt:

- UW Klagenfurt Südost, UW Aich, UW Gailtal: 110/20-kV-Netzabstützungen Kärnten Netz
- UW Wallsee 220-kV: Ausbau/Verstärkung für Linz Netz
- UW Voralpenkreuz: neue Netzabstützung Netz OÖ
- UW Jochenstein: Ausbau zweiter 220/110-kV-Umspanner (Netz OÖ)
- Ertüchtigung 110-kV-Leitung Wegscheid – Ottensheim (APG)
- Ertüchtigung/Adaptierung 110-kV-Anspeisung Steyr Fischhub (APG & Netz OÖ)

5.3.3 Informationen über zukünftige Kundenprojekte

Folgende Kraftwerks- und Kundenprojekte sind in Bearbeitung:

- Neues Schaltwerk im Raum Fragant: 220-kV-Netzanschluss PSKW Wurten (KELAG)
- Netzanschluss PSKW Koralm
- UW Wien Südost: Netzanschluss Datacenter

5.4 Projekt zusammEn2040

APG muss aufgrund vielfältiger internationaler und nationaler gesetzlicher Prozesse und Verpflichtungen langfristig und vorausschauend planen. Die voranschreitende Elektrifizierung und die Transformation des europäischen Energiesystems hin zur Klimaneutralität, macht es notwendig, sich auch mit Auswirkungen und Rückwirkungen anderer Sektoren intensiv auseinander zu setzen. Um den ganzheitlich kosteneffizienten Netzausbaubedarf für 2040 und darüber hinaus zu quantifizieren sowie einen umfassenden Blick auf die Energiezukunft zu schaffen, hat APG im Jahr 2023 die Initiative zusammEn2040 gestartet (<https://www.apg.at/projekte/zusammen-2040/>). Diese soll zukünftig einen wesentlichen Beitrag zu den gesetzlichen Systemplanungsprozesse bringen. Im Folgenden wird die Initiative kurz beschrieben:

Die großen Herausforderungen einer klimaneutralen Zukunft können nur überregional und sektorübergreifend gelöst werden. Die Abbildung aller Prozessschritte von Produktion über Umwandlung bis Speicherung und Verbrauch sowie die gleichzeitige Betrachtung des Strom-, Gas- und Wärmesektors (Sektorkopplung) sowie aller Nachfragesektoren ist eine Notwendigkeit. Mit zusammEn2040 hat APG ein Planungstool geschaffen, das diesen Anforderungen gerecht wird. Kern der Initiative ist ein durch APG in Kooperation mit TransnetBW entwickeltes Energiesystemmodell, das auf einer Weiterentwicklung der open-source Toolbox PyPSA basiert. Das Optimierungsmodell bildet das gesamte europäische Energiesystem in hoher zeitlicher und regionaler Auflösung ab und minimiert die gesamteuropäischen Systemkosten unter Berücksichtigung von nationalen und europäischen CO₂-Reduktionspfaden und einer Vielzahl von anderen Nebenbedingungen.

Wie in Abbildung 9 dargelegt, wird im Rahmen der Initiative zusammEn2040 ein Stakeholderprozess mit Partnerinnen aus unterschiedlichen Branchen (Energiewirtschaft, Industrie, NGOs und Politik) durchgeführt, in welchem das Modellierungssystem der APG und das Expertenwissen einer Vielzahl von Stakeholdern zur Verfügung gestellt wird. Der wechselseitige Experten-Diskurs und Datenaustausch führt zu einer maßgeblichen Steigerung der gesamtsystemischen Datenqualität und der notwendigen Integration von sektorspezifischem Know-How. Diese Inputs sowie die ganzheitliche Berücksichtigung von Wirkungszusammenhängen im dekarbonisierten Energiesystem, sind essenziell für die zukünftige ganzheitliche Planung der APG.

Die Erkenntnisse aus dem Prozess zusammEn2040 werden zukünftig einen wertvollen Beitrag für nachfolgende Detailprozesse der strategischen Netz- und Systementwicklung bei APG liefern.

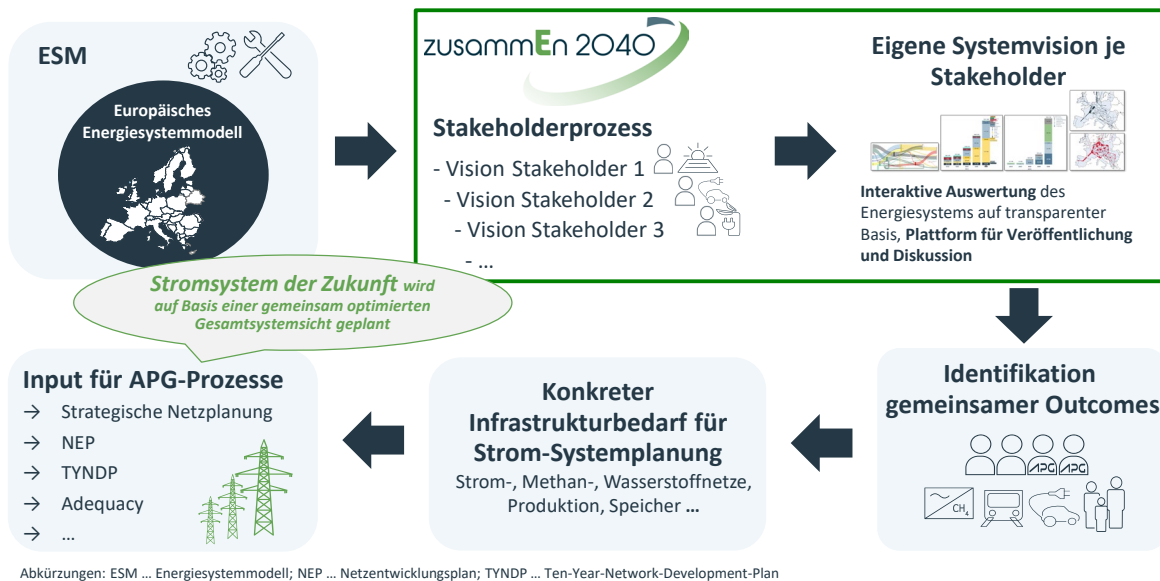


Abbildung 8: Ablauf Initiative "ZusammEn 2040"

6. Risiken

Die zeitgerechte Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die Verstärkung der Netzkapazitäten sind wesentliche Aufgaben der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber im Sinne der gesetzlichen Aufgaben und der Energiewende.

Verschiedene Faktoren stellen ein Risiko für die Umsetzbarkeit der Projekte dar bzw. haben Einflüsse auf die Realisierungsdauern und Projektkosten. Zudem befinden sich die Bedingungen für Projekte derzeit in einem dynamischen Umfeld (Gesetzesinitiativen zur möglichen Beschleunigung von Genehmigungen, Entwicklung der Rohstoffpreise und deren Volatilität, Fachkräftemangel und Lieferengpässe, etc.). Vor diesem Hintergrund sind vor allem jene Projekte, deren Start gegen Ende des zehnjährigen Planungszeitraumes angesetzt ist, mit höheren Unsicherheiten behaftet. Langfristige Leitungsprojekte (typischerweise UVP-Projekte) lassen am Planungsbeginn nur unzureichend erahnen, welche Herausforderungen im Projekt (Trassierung, Raumplanung, Akzeptanz, Naturverträglichkeit, Technik) bestehen und welche Risiken für Verzögerungen und Veränderungen sich bei Vorprojekten ergeben können. Nachstehend werden potenzielle Unsicherheitsfaktoren (Risikofaktoren) für die im Netzentwicklungsplan dargestellten Projekte angeführt.

6.1 Risiken im Vorprojekt

- **Projekt wird nicht genehmigt**

Wird ein Projekt rechtskräftig und letztinstanzlich nicht genehmigt bzw. nach Errichtung und Inbetriebnahme die dauerhafte Betriebsbewilligung in einem Abnahmeverfahren nicht erteilt, sind die bis zum Zeitpunkt des Projektabbruches angefallenen Kosten zu aktivieren und abzuschreiben (sofern auch durch Nachbesserungen kein Genehmigungskonsens erreicht wird). Die Kosten zur Erlangung eines Genehmigungsbescheides machen – insbesondere bei UVP-Verfahren – einen hohen Anteil der Gesamtprojektkosten aus (bei der Salzburgleitung z.B. rd. 10%).

Ein besonderes Risiko birgt der Fall einer nachträglichen Aufhebung eines positiven Bescheides durch die Höchstgerichte. Bei Vorliegen eines positiven UVP-Genehmigungsbescheides auf verwaltungsgerichtlicher Ebene (Bundesverwaltungsgericht) kann bzw. muss aus energiewirtschaftlicher Sicht gegebener Dringlichkeit trotz anhängiger Höchstgerichtsverfahren mit der Projektrealisierung begonnen werden, wenn den Beschwerden keine aufschiebende Wirkung zuerkannt wird. Wird jedoch der Bescheid (oder eine zugrundeliegende gesetzliche Regelung) während bzw. nach der Projektrealisierung höchstgerichtlich aufgehoben, muss das Projekt abgebrochen und im ungünstigsten Fall die bereits errichteten Anlagen demontiert werden. Dabei sind (im worst case) bis zu 100% der bis zu dem Zeitpunkt angelaufenen Projektkosten zuzüglich Demontagekosten sofort abzuschreiben.

- **Abschluss des Genehmigungsverfahrens verzögert sich**

Der Gesetzgeber sieht Verfahrensdauern für die Durchführung von Genehmigungsverfahren vor (UVP-Verfahren Verwaltungsbehörde 9 Monate, nachfolgend Verwaltungsgericht 6 Monate). Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit UVP-Verfahren kann bei derartigen Projekten die tatsächliche Dauer erheblich davon abweichen (Bsp. Salzburgleitung: 77 Monate). Neben einer verzögerten Projektumsetzung und zusätzlichen Engpassmanagementkosten haben die langen Genehmigungsverfahren zusätzlich auch erhöhte Projektkosten zur Folge.

- **Projektänderungen während des Genehmigungsverfahrens**

Eine Ursache für Verzögerungen in der Projektrealisierung und für Kostensteigerungen stellen insbesondere bei UVP-pflichtigen Projekten die während der Genehmigungsverfahren von Dritten eingeforderten Projektänderungen dar. Behördenauflagen und z.B. (ökologische) Ausgleichsmaßnahmen führen ebenfalls zu Kostensteigerungen.

- **Veränderung übergeordneter rechtlicher Bedingungen**

Infrastrukturprojekte haben in der Regel einen langen Planungshorizont. Dieser lange Zeithorizont führt nicht selten dazu, dass sich im Zuge von Planungsarbeiten übergeordnete europäische, aber auch nationale Zielsetzungen und Gesetzesvorgaben ändern. Daraus folgende erforderliche Änderungen in der Projektplanung können höhere Kosten (z.B. Im Falle von Naturschutzgesetzen) nach sich ziehen, ggf. aber auch Verbesserungen (z.B. Im Falle von Vereinfachungen und Verfahrensbeschleunigungen).

- **Zwangsrechtliche Einräumung von Dienstbarkeiten und andere Verfahren**

Die APG strebt einvernehmliche Lösungen mit den Grundeigentümern an. Wenn diese nicht möglich sind, müssen Dienstbarkeiten gegebenenfalls zwangsrechtlich eingeräumt werden. Dies kann längere Zeit in Anspruch nehmen, wodurch sich die Projektdauer verlängert und in einer Erhöhung von Projektkosten resultiert (Bsp. Salzburgleitung).

6.2 Risiken im Zuge der Projektumsetzung

- **Entwicklung der Rohstoffpreise**

Einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor stellt die Entwicklung der Rohstoffpreise dar. Die Netzausbaukosten sind dabei vor allem abhängig von der Veränderung der Stahl/Eisen-, Aluminium- und Kupferpreise sowie auch von Bau-, Errichtungs- und Montagepreisen. Zur Veranschaulichung der Rohstoffpreisvolatilität ist die Entwicklung der Aluminium-, Kupfer-, Eisen- & Stahlpreise sowie des Baukostenindex (Brückenbau) im Zeitraum vom zweiten Halbjahr 2020 bis 2025 in Abbildung 10 dargestellt.

Zu sehen sind extreme Anstiege der Preisindizes für Rohstoffe, getrieben durch massive Verwerfungen, Lieferverzögerungen, Nachholeffekte im Nachgang zur Corona-Krise sowie durch den Krieg in der Ukraine und Verwerfungen an den Energiemärkten (v.a. Gas und Strom). Obwohl die Einzelindizes nach ihren Höchstständen zwischenzeitlich zurückgegangen sind, liegen sie aktuell weiterhin markant über dem Vorkrisenniveau. Diese Effekte zeigen

auch bereits Auswirkungen auf in Umsetzung befindliche Projekte der APG (z.B. Preisgleitungen, Teilabrechnungen, etc.). Aktuell zeigen sich insgesamt (markant) höhere Preisniveaus, die Erhöhungen der Kosten von NEP-Projekten sowie einzelne Projektverzögerungen nach sich ziehen.

Derzeit sind die diesbezüglichen weiteren (v.a. mittelfristigen) Entwicklungen schwer einschätzbar. Durch steigende Bauaktivitäten und Nachfrage in Europa – auch der Netzbetreiber selbst – sowie begrenzten Produktionskapazitäten ist in den nächsten Jahren von markant höheren Preisniveaus auszugehen. Dies zeigt sich aktuell bei laufenden Projekten und Vergaben für Fremdleistungen und Lieferungen (Geräte, Material und Montagepreise etc.) bzw. aktuell relativ extrem für z.B. Leistungstransformatoren (Mangel an verfügbaren Produktions-Slots und sehr starken Preiserhöhungen). APG führt deshalb das Risiko von Kostenerhöhungen bei Projekten im internen Risk-Management-Portfolio.

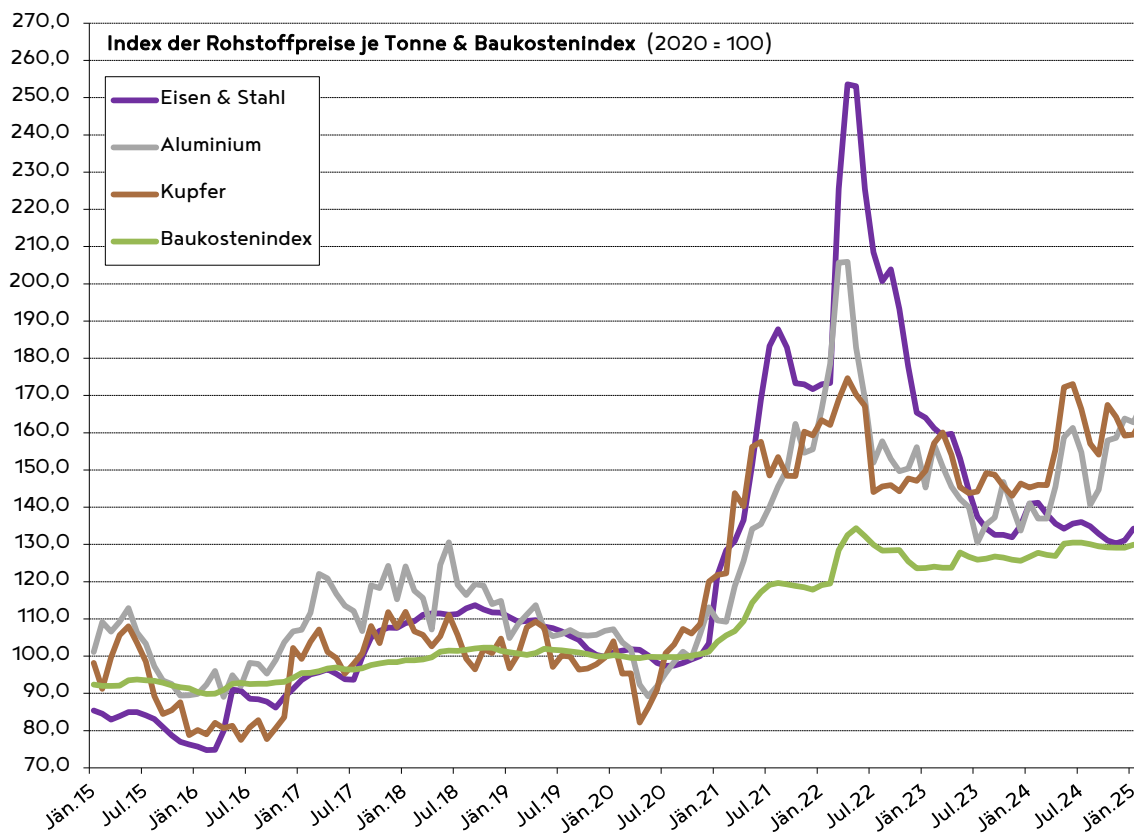


Abbildung 9: Entwicklung der Aluminium-, Kupfer-, Eisen- & Stahlpreise sowie Baukostenindex Brückenbau (Quelle: www.finanzen.net & Statistik Austria)

• Lieferantenrisiko

Die Auslastungen von Planungs-, Liefer-, und Montagefirmen ist aktuell sehr hoch. Die steigende Investitionstätigkeit von nationalen und internationalen Netzbetreibern führt zu Kapazitätsengpässen und damit einhergehenden Preissteigerungen oder sogar zum (gänzlichen) Wegfall von Anbietern, sodass Vergabeverfahren teilweise wiederholt werden müssen. Zudem kann es zu Verlängerungen der Lieferzeiten kommen, die Projektverzögerungen und Folgekosten verursachen. Die gestiegenen Volatilitäten an den Rohstoffmärkten erhöhen zudem das Risiko des Ausfalls von Lieferanten und der Notwendigkeit von Ersatzbeschaffungen. Die Erfahrungen aus aktuellen

Projekten und Marktbeobachtungen bestätigen das Risiko von auslastungsbedingten Preissteigerungen sowie von längeren Lieferzeiten.

- **Baugrundrisiko**

Zur Evaluierung der Beschaffenheit des Untergrundes werden als Planungsgrundlage vor Baubeginn Bodenproben und „Schürfe“ entnommen. Dennoch verbleibt ein Restrisiko, dass mehr Boden als geplant verbessert oder ausgetauscht werden muss, wodurch Mehrkosten entstehen. Dies betrifft sowohl Umspannwerks- als auch Leitungsprojekte.

- **Abschaltungen**

Der sichere Netzbetrieb muss trotz Arbeiten an den Anlagen (Instandhaltung, Erneuerungen/Verstärkungen, Ausbauten, etc.) immer gewährleistet sein. Es bedarf daher einer umfangreichen Koordinierung von Leitungsabschaltungen bzw. Abschaltungen in den Umspannwerken innerhalb des APG-Netzes sowie mit den nationalen und internationalen Netzpartnern. Können geplante Abschaltungen aufgrund von hohen Netzbelastungen zum Abschaltzeitpunkt nicht durchgeführt werden, führt dies zu Projektverzögerungen oder -verschiebungen sowie Kostensteigerungen oder alternativ zu erhöhten Kosten durch Engpassmanagement.

Die für die Projektumsetzungen **nötigen Abschaltungen werden immer schwieriger durchführbar** und verursachen teilweise gegenseitige Blockaden der Projekte. Dies betrifft v.a. Generalsanierungen bzw. Generalerneuerungen (GE) von Leitungen mit mehrmonatigen bzw. ggf. mehrjährigen Abschaltungen. APG versucht dennoch das Projektportfolio hinsichtlich der nötigen Abschaltungen und zeitlichen Projektumsetzungen weiter zu optimieren.

- **Externe Einflüsse**

Unwetter, strenge Winter oder lange Kälteperioden können vor allem in Kombination mit Bauzeitbeschränkungen, die in den Genehmigungsverfahren festgelegt werden, zu Verzögerungen in den Projekten und in weiterer Folge zu Kostensteigerungen führen.

6.3 Gesellschaftliche Akzeptanz

Eine der größten Herausforderungen für den Netzausbau ist die Schaffung der regionalen und gesellschaftlichen Akzeptanz. Besonders Leitungsprojekte von überregionalem Interesse werden häufig regional hinsichtlich ihrer Notwendigkeit hinterfragt. Bei den gesetzlich vorgeschriebenen Verfahren müssen Umsetzungsalternativen umfassend geprüft werden, um die bestmögliche Trassenführung zu bestimmen. Darüber hinaus müssen Eingaben von Parteien in den Verfahren geprüft werden, welche teilweise singuläre Interessen in den Vordergrund stellen und nicht auf ein Gesamtoptimum abzielen. Diese Prüfungen sind ressourcenintensiv, verlängern die Genehmigungsverfahren und führen somit zu einer Erhöhung der Projektkosten.

Umfassende Information von und Diskussion mit Anrainern, Grundeigentümern, Betroffenen und Gemeinden sind unbedingt notwendig, um die Akzeptanz zu fördern – dazu gehören wichtige allgemeine Informationen zu energie-wirtschaftlichen Zusammenhängen und zum Verständnis des Energie- und Stromsystems ebenso wie projektspezifische Detailinformationen. Um dies durchführen und gewährleisten zu können, müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen bei APG für die Netzausbauprojekte, die Projektumfeld-Betreuung und Projektkommunikation vorgehalten werden.

6.4 Klimawandel und Resilienz

Auch Österreich ist von den Auswirkungen des Klimawandels und durch Extremwetterereignisse betroffen. Für Betreiber kritischer Infrastrukturen ist es daher wichtig, zukünftige Veränderungen zu antizipieren und sich darauf vorzubereiten. Die Infrastruktur der APG ist oftmals rauen Wetterbedingungen ausgesetzt (z.B. im Winter, Hochgebirge). Wenn Extremwetterereignisse zu Schäden oder Ausfällen im Stromnetz führen, müssen dennoch großflächige Störungen verhindert werden. Insbesondere der Alpenraum ist aufgrund seiner klimatischen und topographischen Gegebenheiten stärker von den Auswirkungen des Klimawandels betroffen. Auch aus regulatorischer Sicht hat die Bewertung von Klimarisiken eine zentrale Bedeutung. Im Rahmen der Taxonomie-Verordnung müssen Unternehmen eine fundierte Klimarisikoanalyse durchführen. Die Klimawirkungs- und Vulnerabilitätsanalyse der APG wird dabei seit 2022 jährlich extern geprüft und bestätigt, dass die relevanten Geschäftstätigkeiten der APG taxonomie-konform sind.

Die Effekte des Klimawandels haben mittlerweile direkten Einfluss auf den Betrieb und die Planungsprozesse der APG. Auf internationaler Ebene wird in der Langfristplanung zukünftig mit den Daten der „Pan-European Climatic Database 4.0“ ein Klimamodell verwendet, welches die Erwärmung der Erdoberfläche in verschiedenen Abstufungen abbildet. Dadurch wird es möglich sein, die Effekte des Klimawandels dynamischer und realistischer in die Planungsprozesse der Übertragungsnetzbetreiber einzubinden. Darüber hinaus verfolgt APG selbst Projekte, um sowohl die Bestandsinfrastruktur des österreichischen Übertragungsnetzes als auch die Auslegung von Neuprojekten auf die geänderten klimatischen Bedingungen anzupassen. Im Projekt „Klimacheck“ werden veränderte Gegebenheiten in den Bereichen Niederschlag, Erdbodentemperatur, Lufttemperatur und Vereisung dokumentiert. Aus diesen Erkenntnissen werden Maßnahmen zur Absicherung der bestehenden Infrastruktur abgeleitet und klimatische Zukunftserwartungen werden stärker in die Planung neuer Projekte eingebunden (vgl. auch 2.7).

6.5 SF₆-Thematik

Die Änderung gesetzlicher Bestimmungen auf Grund des Klimawandel auf nationaler und internationaler Ebene haben direkten Einfluss auf die zukünftigen betrieblichen Abläufe der APG. Eine solche bevorstehende Änderung ist zukünftige das Verbot von Schwefelhexafluorid (SF₆) als Isolier- und Löschgas in Schaltanlagen durch die EU ab Anfang 2028 bzw. 2032. Schwefelhexafluorid ist kostengünstig und besitzt hervorragende dielektrische Isoliereigenschaften, jedoch auch ein bis zu 23.500 mal stärkeres Treibhauspotential als CO₂. Das Gas kommt neben Geräten wie Leistungsschaltern und Wandlern vor allem bei gasisolierten Schaltanlagen zum Einsatz. Die Umstellung auf SF₆-freie Alternativen und Technologien stellt eine große Herausforderung dar, vor allem da derzeit noch keine SF₆-freien 380-kV-GIS-Anlagen in großtechnischen Ausführungen am Markt verfügbar sind.

7. Maßnahmen zur Risikominimierung und Projektbeschleunigung

Für die Erreichung der österreichischen Dekarbonisierungsziele ist die zeitgerechte und effiziente Umsetzung der NEP-Projekte jedenfalls erforderlich. Dabei kommt neben den Verstärkungen des Bestandsnetzes vor allem den großen Leitungsbau- und Umspannwerksprojekten eine Schlüsselrolle zu. Gleichzeitig sind diese Projekte aufgrund ihrer Größe (Länge) und Komplexität und bei Neu-Trassierungen mit höheren Risiken betreffend der Umsetzungszeiträume bzw. -dauern behaftet (Dauer für Planung, Genehmigung, Bau und Inbetriebnahme).

7.1 Beschleunigte Projektgenehmigung

Die bereits gesetzten und in Vorbereitung bzw. Diskussion befindlichen **Beschleunigungsmaßnahmen für Projektgenehmigungen**, v.a. für UVP-pflichtige Vorhaben sowie für Upgrades von Bestandsleitungen, sind in diesem Zusammenhang von hoher Bedeutung, müssen sich jedoch erst in der Praxis bewähren und noch weiter ausgebaut werden. Soweit bekannt bzw. absehbar sind beschleunigende Maßnahmen zu Genehmigungsverfahren in den Zeitplänen der einzelnen (Groß-)Projekte zum Teil bereits berücksichtigt (z.B. angenommene Zeitdauer vom Start der Planung bis zum Baubeginn inklusive rechtskräftige Genehmigung).

Die europaweit massiven Investitionen in die Stromnetze haben zur Folge, dass sowohl Preise als auch Lieferzeiten für viele Schlüssel- und Großkomponenten (z.B. Großtransformatoren, Schaltanlagen) extrem stark zunehmen. Darüber hinaus sind diese Märkte noch durch die Nachwirkungen der globalen Lieferkettenstörungen (Ukraine-Krieg, etc.) sowie durch den akuten Fachkräftemangel belastet. Dies wurde bereits im NEP23 thematisiert und die Situation hat sich weiter verschärft.

Um Projektverzögerungen zu vermeiden und die NEP-Projekte mit entsprechenden Komponenten und Leistungen zu versorgen, sind daher bei einigen Projekten deutlich früher als bisher – teilweise jedenfalls weit vor dem Erhalt der finalen Projektgenehmigungen – entsprechende Ausschreibungen durchzuführen, bauvorbereitende Maßnahmen einzuleiten und verbindliche Verträge mit Lieferanten abzuschließen, um z.B. Fertigungs-Slots und Ressourcen abzusichern (z.B. für Großtransformatoren und Montageleistungen).

7.2 Beschleunigte Projektumsetzung

Eine wichtige Beschleunigung bei der Projektumsetzung ist auch in den Projektphasen Bauvorbereitung und Ausschreibung für die Bau- und Montagetätigkeiten erzielbar. Zudem muss steigenden Lieferengpässen und dem Fachkräftemangel mit Auswirkungen auf Liefermöglichkeiten, Lieferzeiten, Montage und Inbetriebsetzung entgegengewirkt werden. APG hat in diesem Zusammenhang begonnen folgende Maßnahmen bei bestimmten Großprojekten umzusetzen, um die angestrebten IBN-Zeitpunkte einzuhalten:

- Erhöhte Standardisierung von Anlagen-Layouts, technischen Komponenten und Designs.
- Projektübergreifende Bündelung von Beschaffungen und verstärkte Lieferantenbindung (z.B. Rahmenverträge, Eingehen von strategischen Partnerschaften). Dies ist v.a. im Zusammenhang mit der großen Anzahl an Netzausbauprojekten in Deutschland und der Schweiz wichtig, da diese v.a. den gleichen Kreis von ausführenden Leitungsbauunternehmen ansprechen und diesbezüglich Engpässe in Lieferung und Montageleistungen absehbar sind.
- Projektübergreifende Lagerhaltung von Material und Komponenten (im Zusammenhang mit erhöhter Standardisierung, z.B. Stahlprofile für Mastfertigung, etc.).

- Detailplanung der Bauausführung, Durchführung von Ausschreibungsverfahren und Beschaffung von Materialien und Komponenten während noch laufenden Genehmigungsverfahren, d.h. vor Vorliegen rechtskräftiger Bescheide (aufgrund noch anhängiger BVwG- und Höchstgerichtsverfahren).
- Frühzeitige Beschaffungen und Bestellungen „unter Risiko“ von (Groß-)Komponenten bei bestimmten NEP-Projekten, wie bereits oben und im folgenden Abschnitt 7.2 beschrieben.

7.3 Priorisierte NEP-Projekte und Abhängigkeiten

Im Folgenden wird nochmals auf einzelne Projekte eingegangen, die aufgrund von Abhängigkeiten vor allem aufgrund erforderlicher Abschaltungen und in Folge stringenter Zeitpläne für die Umsetzung dringlich zu starten und daher als beschleunigte Umsetzungsprojekte abzuwickeln sind. Dazu müssen – auch bedingt durch die angespannte Marktlage (vgl. Abschnitt 6) – vorgezogene Bestellungen von Großkomponenten, Bau- und Montageleistungen ausgelöst werden, teilweise noch unter bestimmten Risiken (z.B. Einsprüche in der Genehmigung, laufendes zweitinstanzliches Verfahren).

Generalerneuerungen und Seiltäusche von Leitungen

Die bevorstehenden Generalerneuerungen der 220-kV-Leitungen Reitdorf – Weißenbach (NEP 19-2) und Weißenbach – Hessenberg (NEP 19-4) sind altersbedingt jedenfalls erforderlich. Dabei kommt es zu zweisystemigen Abschaltungen der wichtigen, zentral in Österreich gelegenen Ost-West-Verbindungen über mehrere Jahre und somit zur Reduktion von Übertragungskapazität im APG-Netz. Aufgrund der netztopologischen Lage der Leitungen können diese beiden Projekte erst nach Inbetriebnahme der Salzburgleitung und hintereinander umgesetzt werden. Zudem sind weitere große Leitungsprojekte in den kommenden ca. 6 Jahren und noch vor den aus dem ÖNIP abgeleiteten neuen 380-kV-Projekt umzusetzen (z.B. im Großraum Wien und Niederösterreich; siehe auch Tabelle in 4.3). Im Sinne einer raschen Umsetzung und optimalen Reihenfolge bezogen auf die Abschaltmöglichkeiten sind die Leitungsprojekte mittlerweile auch exorbitant dicht aneinander gereiht. Dies betrifft v.a. folgende Projekte die in den kommenden ca. 6 Jahren (d.h. bis ca. 2031) zu Umsetzung vorgesehen sind:

- NEP 11-10: 380-kV-Salzburgleitung, IBN in Q2/2025 erfolgt
- NEP 19-2: Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach
- NEP 23-4: Generalsanierung 220-kV-Leitung Bisamberg – Wien Südost: Seiltausch
- NEP 25-5: Modernisierung 380-kV-Leitung Dürnrohr – Sarasdorf: Seiltausch
- NEP 19-4: Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg
- NEP 14-3: Modernisierung 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller: Seiltausch
- NEP 19-3: Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze/IT
- NEP 25-6: Generalsanierung 220-kV-Leitung St. Peter – Schärding – Jochenstein

Im Vergleich zum NEP 2023 wurde die Abschaltplanung und Abschaltreihenfolge noch weiter optimiert, um eine möglichst zeitnahe Umsetzung der energiewirtschaftlich und netzbetrieblich dringend erforderlichen Leitungsverstärkungen zu ermöglichen. Diese muss in weiterer Folge noch umfassend mit den (v.a. auch internationalen) TSO-Partnern abgestimmt und koordiniert werden und ist damit noch nicht final bestätigt. Neben den zahlreichen Leitungsprojekten selbst benötigen auch die UW-Projekte (bei den Leitungszuspannungen) und andere Instandhaltungsmaßnahmen umfangreichen Leitungsabschaltungen (!) im APG-Netz.

Die Organisation und die Abhängigkeiten von Abschaltprogrammen der Projekte untereinander inkl. der Notwendigkeit der Abstimmungen mit den internationalen TSO-Partnern (gemäß den verpflichtenden Network Codes)

und den nationalen Verteilernetzbetreibern lässt kaum Spielräume zu. Sofern Abschaltungen nicht wie geplant durchgeführt werden können oder die Bestellungen für Projekte nicht zeitgerecht – ggf. auch mit Risikopositionen – erfolgen, ergeben sich durch die wechselseitigen Abhängigkeiten der Projekte umfangreiche Verschiebungen im Projekt-Portfolio der APG (vgl. "Domino-Effekt").

Umspannwerksprojekte

Ein besonders kritischer Aspekt für die zeitgerechte Umsetzung zahlreicher NEP-Projekte ist die stark gestiegene Vorlaufzeit für die Beschaffung von Großtransformatoren. Die europaweit hohe Nachfrage, begrenzte Fertigungskapazitäten sowie die zunehmende Komplexität der technischen Anforderungen führen dazu, dass die Produktionszeiträume für Transformatoren mittlerweile mehrere Jahre betragen. Zur Sicherstellung der termingerechten Lieferung erfolgt die Bestellung dieser Schlüsselkomponenten in enger Abstimmung zwischen APG und den Lieferfirmen über eine sog. Slot-Planung. Dabei werden spezifische Zeitslots in den Produktionslinien der Hersteller für jene Transformatoren reserviert, die durch bestehende Rahmenverträge abgedeckt sind. Diese Slot-Planung ist nunmehr zwingend erforderlich, um die Fertigungskapazitäten frühzeitig zu sichern und die Liefertermine für die Projektzeitpläne zu sichern. Vor diesem Hintergrund ist mittlerweile die strategische und vorausschauende Planung der Beschaffung von Transformatoren ein wesentlicher Bestandteil des Risikomanagements für Umspannwerksprojekte der APG geworden.

Insgesamt zeigt sich, dass Verschiebungen bzw. Verzögerungen von NEP-Projekten massiv die Zielsetzungen und jeweiligen Projekt-Benefits inkl. deren netzbetrieblichen und energiewirtschaftlichen Nutzen sowie die Netzeintegration der EE und die Erreichung der österreichischen Klimaziele gefährden. ■

Anhang A – Regionalisierung der TYNDP 2024 Szenarien

Um Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Durchgängigkeit des Szenario- und Modellierungsansatzes des Netzentwicklungsplanes der APG zu gewährleisten, werden die Erzeugungstechnologien, Speicher und Lastverteilung für die jeweiligen Kapazitäten und Technologiegruppen des TYNDP 2024 von der nationalen Ebene auf die regionale NUTS 2 Ebene oder Bundesländer heruntergebrochen.

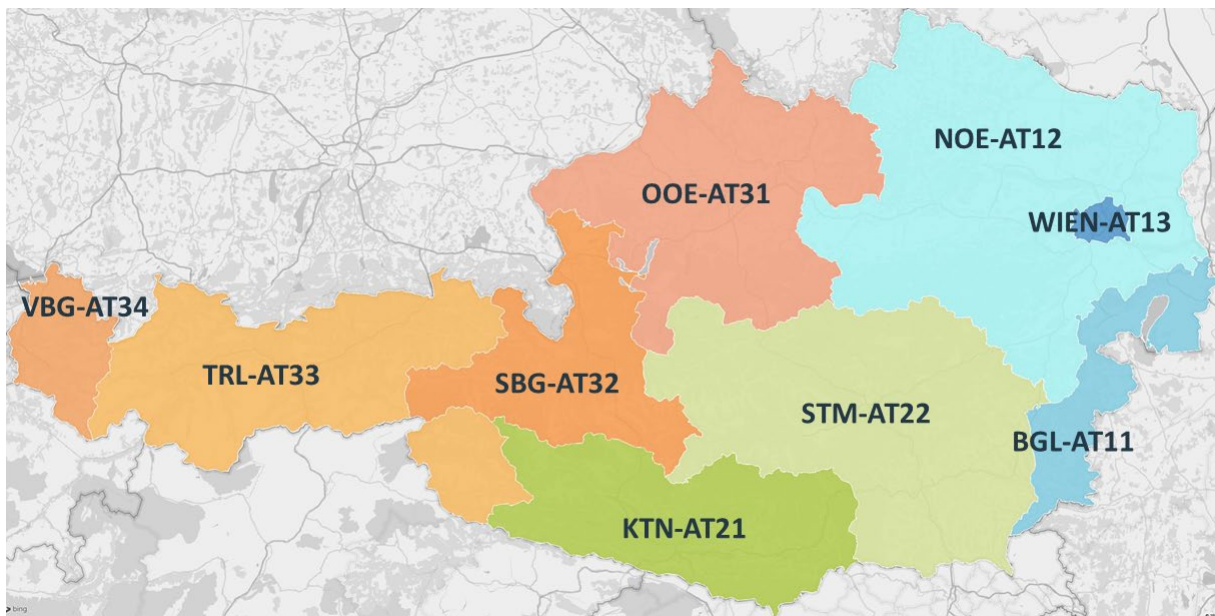


Abbildung A.1: Übersicht NUTS 2 Bundesländer

Die Regionalisierung ist ein notwendiger Prozessschritt, um die gebotszonenscharfen Ergebnisse der europäischen Marktsimulationen auf die Modellierung der knotenscharfen Eingangsdaten für die Durchführungen der Lastflusssimulationen in europäischen Netzmodell herunterzubrechen. Um den Vergleich zu nationalen Szenarien zu ermöglichen, finden sich in den folgenden Abbildungen und Tabellen auch das „With Additional Measures“ (WAM) Szenario des aktuellen NEKPs und das „Transition Szenario“ (TS) des ÖNIPs. Die nationalen WAM Daten wurden für die Vergleichbarkeit mit den Verteilschlüssel des ÖNIP auf die Bundesländer zugeordnet.

A.1 Regionalisierung < Erdgas >

Die Technologiegruppe Erdgas wurde anhand der bestehenden Kraftwerkskapazitäten aufgeteilt. Die Außerbetriebnahme der Bestandsanlagen erfolgte nach der Reihung einer angenommenen technischen Lebensdauer von 40 Jahren. Für Erdgas betriebene Kraftwerke, welche im Jahr 2040 das Ende ihrer Lebensdauer noch nicht erreicht haben, wird die Annahme getroffen, dass diese ab diesem Stützjahr 2040 mit Wasserstoff betrieben werden.

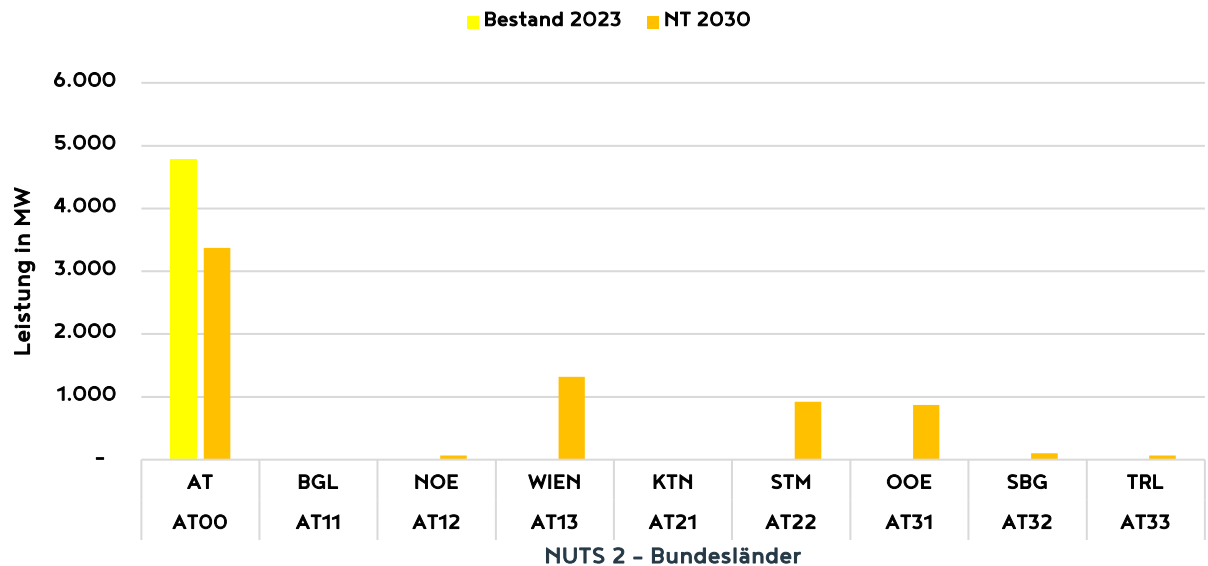


Abbildung A.2: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Erdgas

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	4.785	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	3.373	13	68	1.319	11	924	872	102	64	-
NT 2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÖNIP TS 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
ÖNIP TS 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.1: Daten Erdgas je Szenario und Bundesland

A.2 Regionalisierung < Steinkohle >

Es werden keine Steinkohlekapazitäten für die TYNDP 2024 Szenarien in Österreich angenommen.

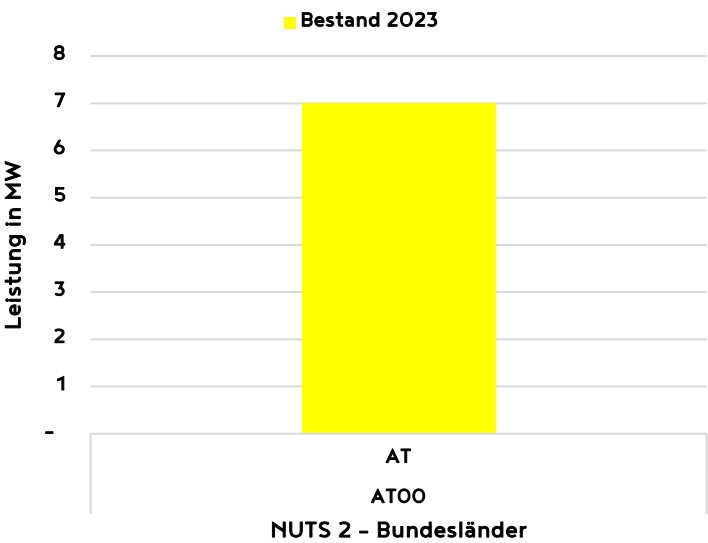


Abbildung A.3: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Steinkohle

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	7	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NT 2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÖNIP TS 2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÖNIP TS 2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WAM 2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WAM 2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle A.2: Daten Steinkohle je Szenario und Bundesland

A.3 Regionalisierung < Andere Fossile >

Bei den restlichen fossilen Kraftwerken handelt es sich um industrielle Bestandsanlagen. Zum überwiegenden Teil aus den Sektoren Stahl und Papier. Die bestehende regionale Verteilung wurde in den Szenarien beibehalten.

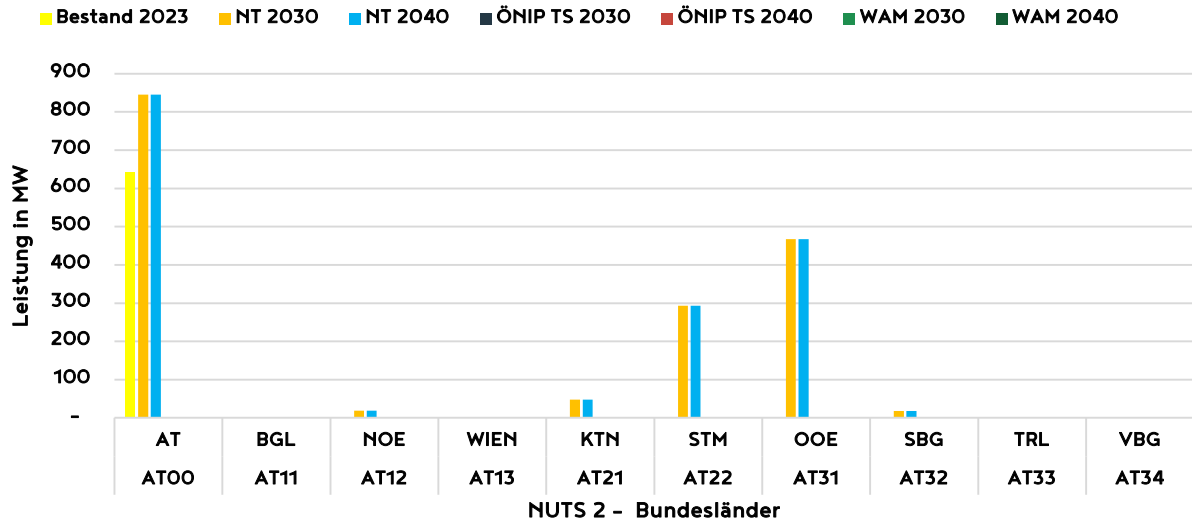


Abbildung A.4: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Andere Fossile

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	643	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	845	-	19	-	48	293	467	18	-	-
NT 2040	845	-	19	-	48	293	467	18	-	-
ÖNIP TS 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
ÖNIP TS 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.3: Daten Andere Fossile je Szenario und Bundesland

A.4 Regionalisierung < Windkraft >

Die Verteilung der Windkraftanlagen in den Szenarien setzt sich aus der Verteilung der Bestandsanlagen, den bekannten Projekten, Netzzutrittsanfragen und der Einschätzung der Verteilnetzbetreiber zusammen. Wobei die Projekte und die Einschätzung der Verteilnetzbetreiber eine höhere Gewichtung erhalten. Außerdem wurden die Daten der VNEP's für 2030 vergleichend dargestellt.

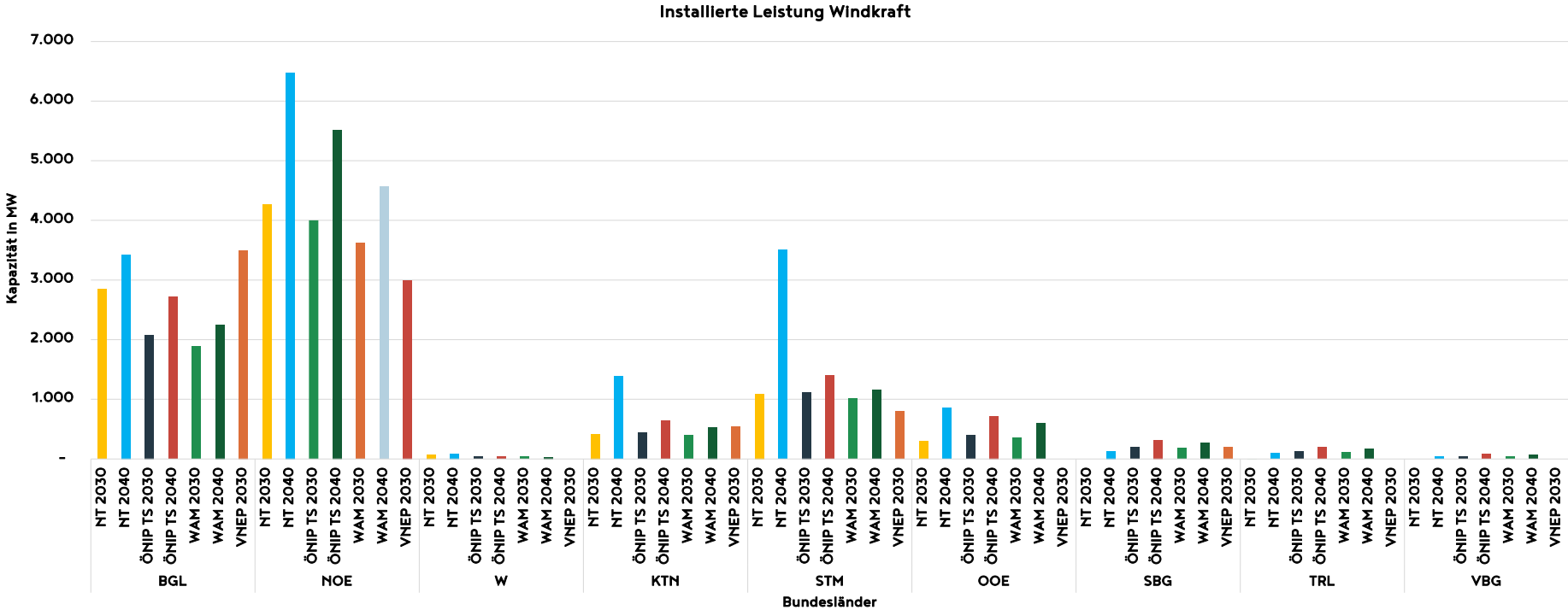


Abbildung A.5: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Windkraft

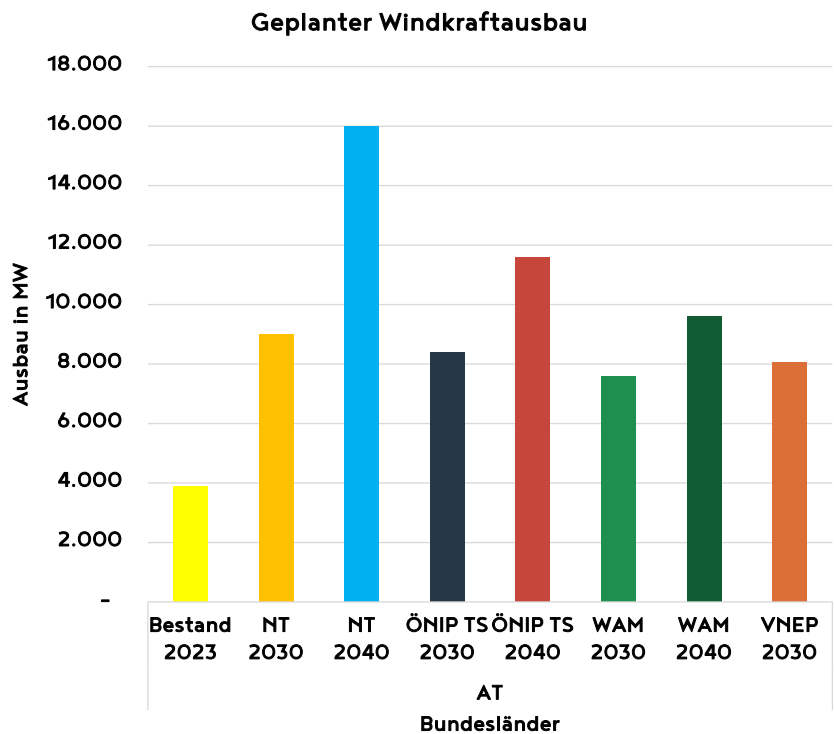


Abbildung A.6: Balkendiagramm je Szenario für gesamt Österreich für Windkraft

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	3.896	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	9.000	2.844	4.268	75	420	1.094	297	-	2	-
NT 2040	16.000	3.423	6.478	90	1.381	3.507	857	130	99	36
ÖNIP TS 2030	8.400	2.080	4.000	40	440	1.120	400	200	120	40
ÖNIP TS 2040	11.600	2.720	5.520	40	640	1.400	720	320	200	80
WAM 2030	4.268	90	1.381	3.507	857	130	99	36	-	-
WAM 2040	6.478	186	2.844	7.219	1.763	267	203	74	-	-
VNEP 2030	8.050	3.500	3.000	-	550	800	-	200	-	-

Tabelle A.4: Daten für Windkraft je Szenario und Bundesland

A.5 Regionalisierung < Photovoltaik (PV) >

Die Verteilung erfolgt auf Basis der Verteilung der Bestandsanlagen und der Einschätzung der Verteilnetzbetreiber. Wobei die Einschätzung der Verteilnetzbetreiber eine höhere Gewichtung erhält. Außerdem wurden die Daten der VNEP's für 2030 vergleichend dargestellt.

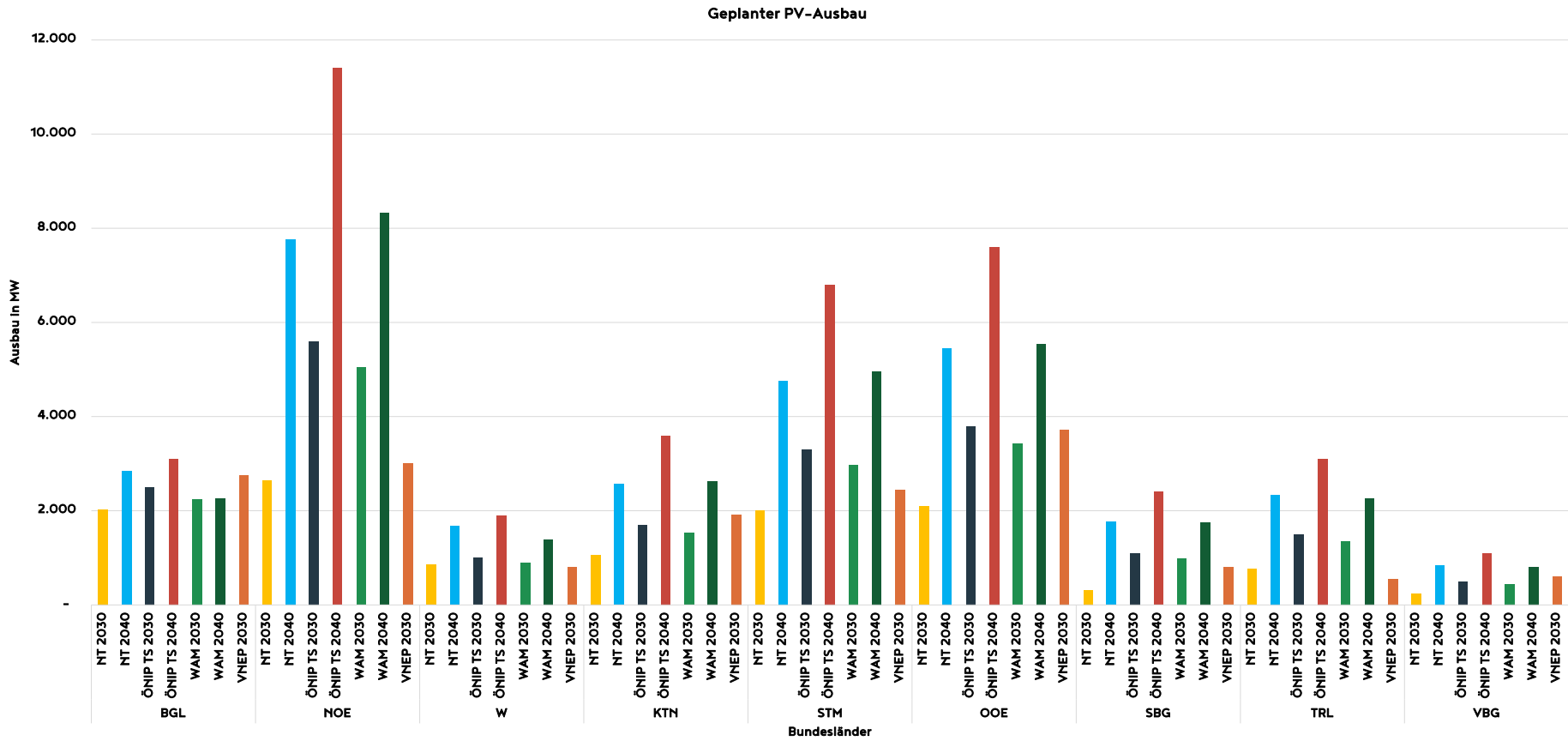


Abbildung A.7: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für PV

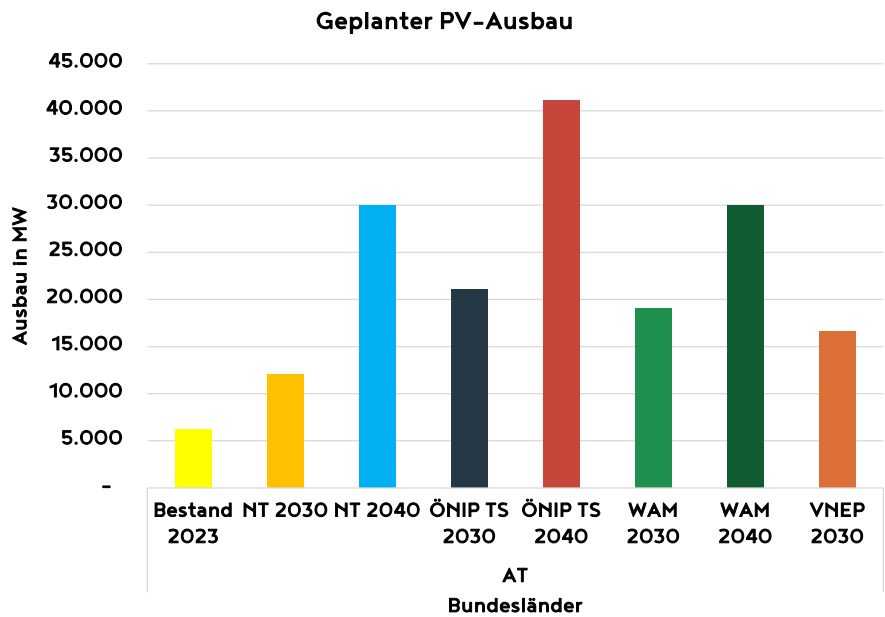


Abbildung A.8: Balkendiagramm je Szenario für gesamt Österreich für PV

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	6.229	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	12.000	2.030	2.640	852	1.056	2.000	2.095	321	762	244
NT 2040	30.000	2.841	7.768	1.675	2.567	4.755	5.449	1.762	2.339	845
ÖNIP TS 2030	21.100	2.500	5.600	1.000	1.700	3.300	3.800	1.100	1.500	500
ÖNIP TS 2040	41.100	3.100	11.400	1.900	3.600	6.800	7.600	2.400	3.100	1.100
WAM 2030	19.000	2.251	5.043	900	1.531	2.972	3.422	991	1.351	450
WAM 2040	30.000	2.263	8.321	1.387	2.628	4.964	5.547	1.752	2.263	803
VNEP 2030	16.589	2.750	3.000	800	1.921	2.445	3.720	800	553	600

Tabelle A.5: Daten für PV je Szenario und Bundesland

A.6 Regionalisierung < Andere Erneuerbare >

Die Gruppe der Anderen Erneuerbaren bestehen in Österreich zum größten Teil aus Biomasseanlagen, Müllverbrennungsanlagen und Geothermie. Die Regionalisierung der Anderen Erneuerbaren wurde anhand der Bestandsanlagenverteilung dieser Gruppe vorgenommen.

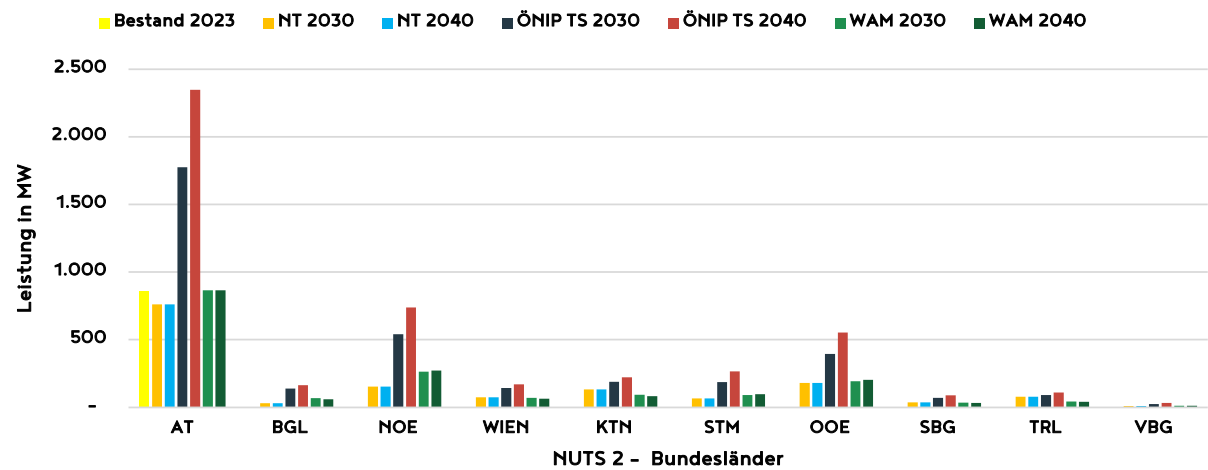


Abbildung A.9: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Andere Erneuerbare

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	863	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	761	30	154	74	132	66	180	37	78	10
NT 2040	761	30	154	74	132	66	180	37	78	10
ÖNIP TS 2030	1.775	138	541	142	189	187	395	69	90	24
ÖNIP TS 2040	2.346	164	739	171	223	266	552	89	110	34
WAM 2030	866	67	264	69	92	91	193	34	44	12
WAM 2040	866	60	273	63	82	98	204	33	41	12

Tabelle A.6: Daten Andere Erneuerbare je Szenario und Bundesland

A.7 Regionalisierung < Laufwasserkraft >

Die Laufwasserkraft wurde anhand der Bestandsanlagen und bekannter Projekte regional verteilt. Die Gruppe Laufwasserkraftwerke enthält sowohl reine Laufwasserkraftwerke als auch Schwellkraftwerke und Kleinwasserkraftwerke.

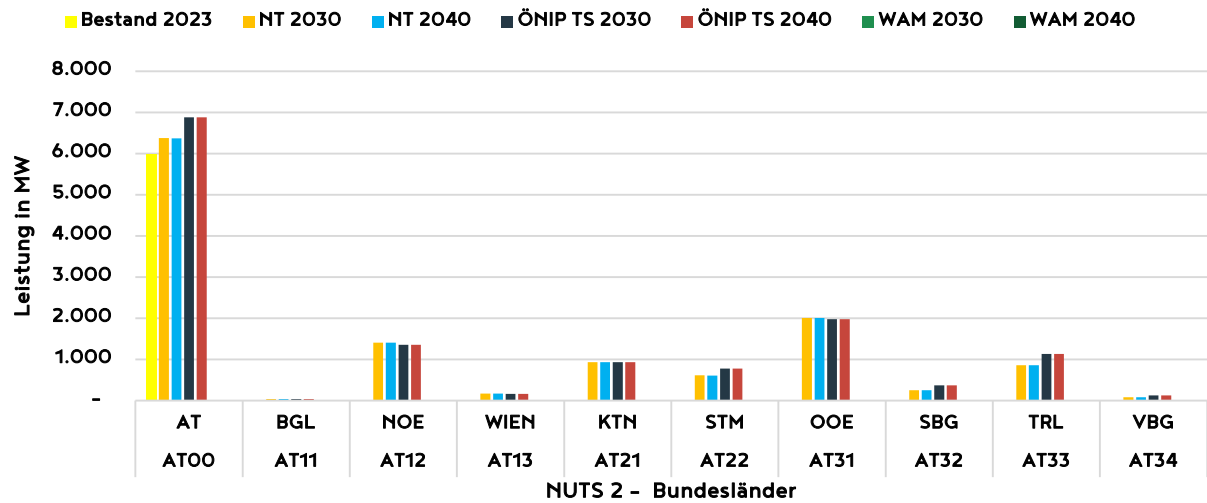


Abbildung A.10: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Laufwasserkraft

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	5.996	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	6.377	39	1.408	174	933	617	2.010	251	863	82
NT 2040	6.371	39	1.408	174	933	611	2.010	251	863	82
ÖNIP TS 2030	6.880	36	1.359	164	933	776	1.977	373	1.132	131
ÖNIP TS 2040	6.880	36	1.359	164	933	776	1.977	373	1.132	131
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.7: Daten Laufwasserkraft je Szenario und Bundesland

A.8 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Turbine >

Die Regionalisierung der (Pump-) Speicher erfolgt anhand der Bestandskraftwerke in der Regelzone APG und bekannter Projekte.

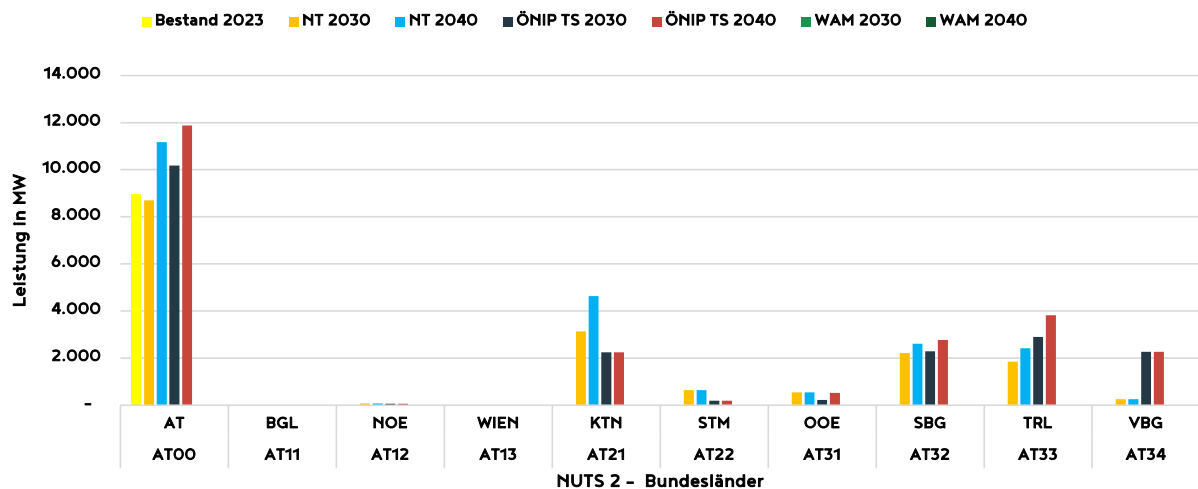


Abbildung A.11: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für (Pump-) Speicher Turbine

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	8.954	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	8.694	-	71	-	3.130	635	546	2.209	1.845	258
NT 2040	11.170	-	71	-	4.630	635	546	2.609	2.420	258
ÖNIP TS 2030	10.180	-	64	-	2.241	194	223	2.286	2.902	2.270
ÖNIP TS 2040	11.873	-	64	-	2.241	194	523	2.766	3.815	2.270
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.8: Daten (Pump-) Speicher Turbine je Szenario und Bundesland

A.9 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Pumpe >

Die Regionalisierung der (Pump-) Speicher erfolgt anhand der Bestandskraftwerke in der Regelzone APG und bekannter Projekte.

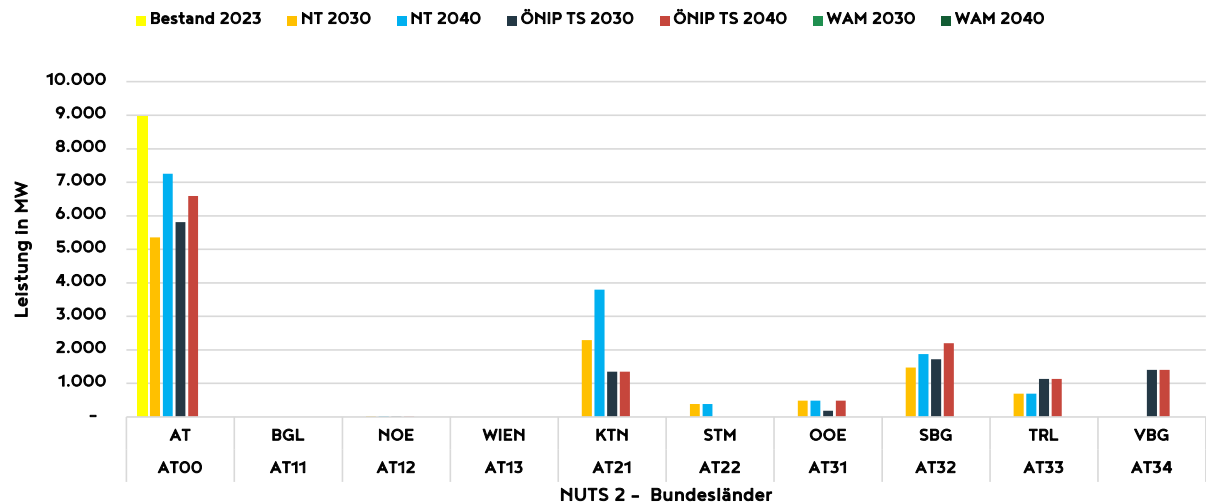


Abbildung A.12: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für (Pump-) Speicher Pumpe

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	8.954	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	5.353	-	19	-	2.295	388	483	1.474	695	-
NT 2040	7.253	-	19	-	3.795	388	483	1.874	695	-
ÖNIP TS 2030	5.810	-	18	-	1.353	-	184	1.720	1.132	1.403
ÖNIP TS 2040	6.590	-	18	-	1.353	-	484	2.200	1.132	1.403
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.9: Daten (Pumpe-) Speicher Pumpe je Szenario und Bundesland

A.10 Regionalisierung < Batterien >

Die Regionalisierung der Großbatterien wurde anhand bekannter Projekte vorgenommen. Batterien in der Form von Heimspeichern sind in den Lastkurven hinterlegt und hier für den TYNDP 2024 nicht dargestellt.

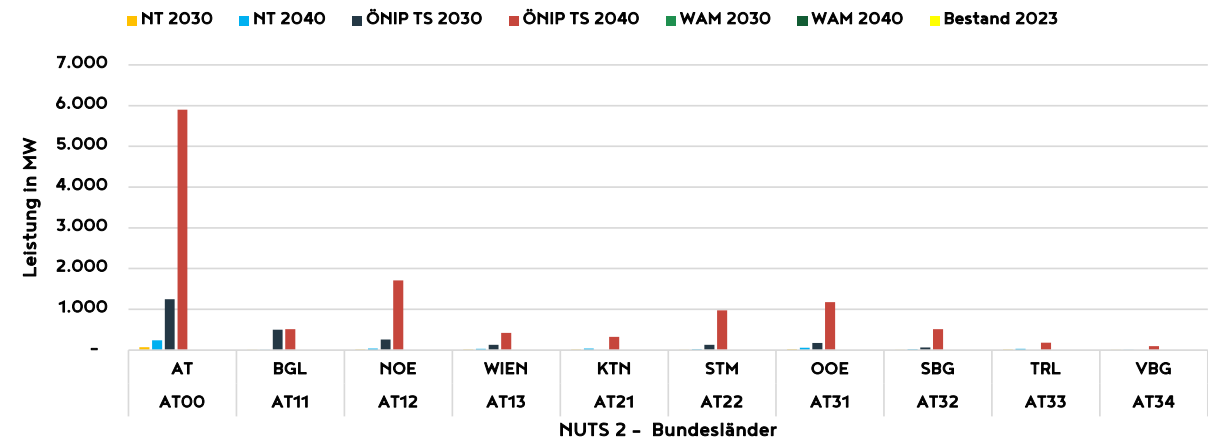


Abbildung A.13: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Batterien

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	-	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	69	1	11	9	11	6	16	5	9	2
NT 2040	238	4	38	30	37	20	56	17	30	6
ÖNIP TS 2030	1.250	500	260	125	-	125	175	65	-	-
ÖNIP TS 2040	5.900	515	1.710	420	320	975	1.175	510	180	95
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.10: Daten Batterien je Szenario und Bundesland

A.11 Regionalisierung < Power-2-Gas >

Bei der Verteilung der Power-2-Gas-Anlagen (Elektrolyseure) wurde ein stark vereinfachter Expertenansatz gewählt. Es wird angenommen, dass der Anschluss des überwiegenden Anteils der Power 2 Gas Anlagen an großen Windanschlusspunkten im Osten Österreichs (NOE und BGL) erfolgt. Bekannte Power 2 Gas Anlagen und Projekte wurden ebenfalls in die Regionalisierung mit einbezogen.

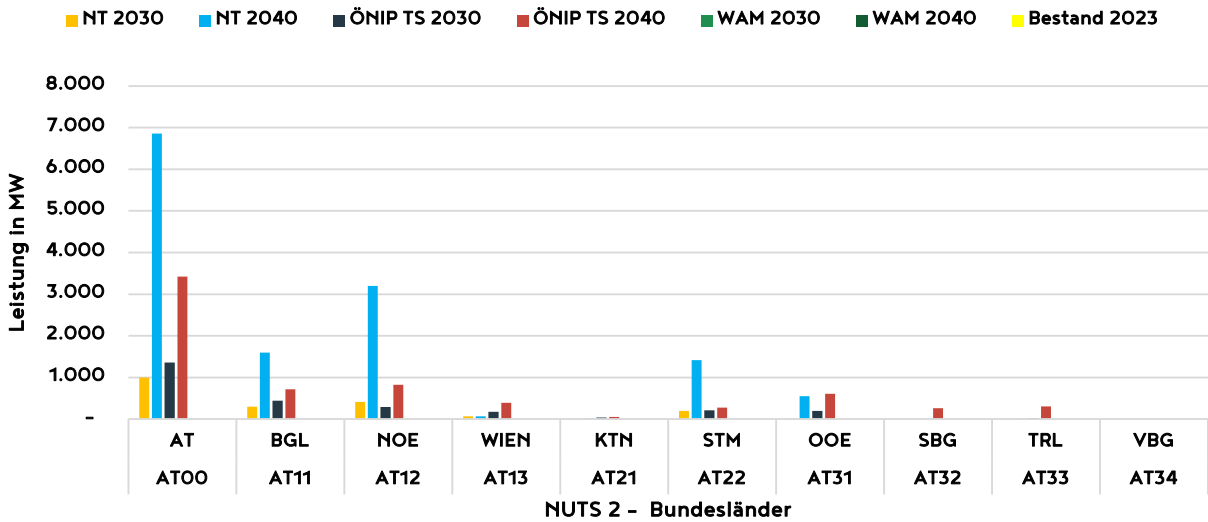


Abbildung A.14: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Power 2 Gas

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	-	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	1.000	300	415	63	10	198	6	-	8	-
NT 2040	6.859	1.600	3.200	70	15	1.416	550	-	8	-
ÖNIP TS 2030	1.361	440	290	175	35	210	196	-	15	-
ÖNIP TS 2040	3.425	715	825	390	50	275	605	260	305	-
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.11: Daten Power 2 Gas je Szenario und Bundesland

A.12 Regionalisierung < Spitzenlast >

Die Verteilung der Spitzenlast erfolgt expertenbasiert auf der Grundlage von APG internen Daten und Analysen.

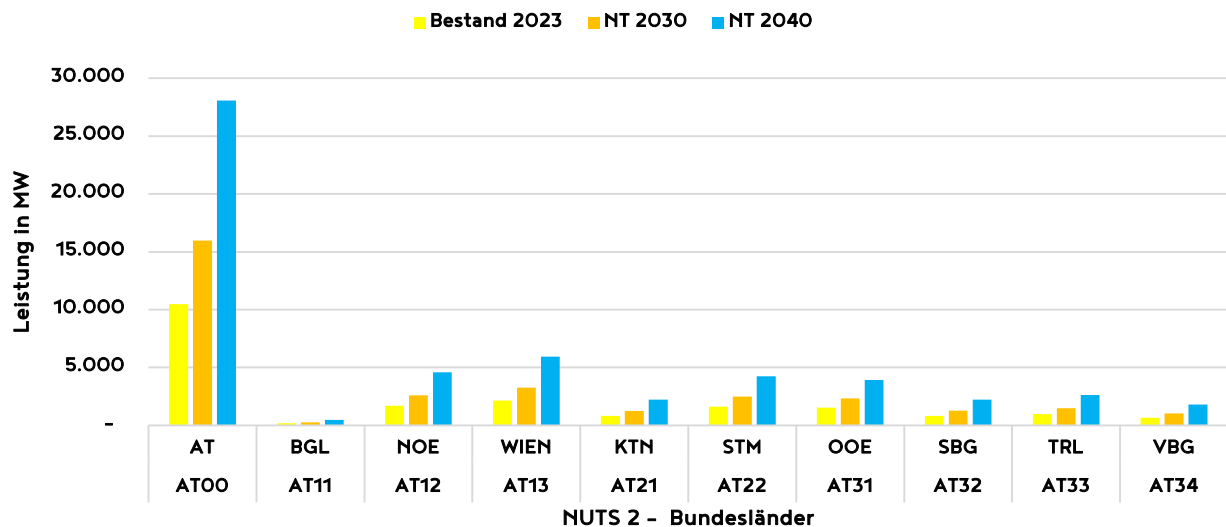


Abbildung A.15: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für die Spitzenlast

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	10.489	180	1.700	2.147	823	1.628	1.537	831	971	673
NT 2030	15.976	274	2.589	3.270	1.253	2.480	2.341	1.265	1.479	1.025
NT 2040	28.059	484	4.579	5.943	2.216	4.240	3.931	2.237	2.615	1.813
ÖNIP TS 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
ÖNIP TS 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.12: Spitzenlast je Szenario und Bundesland. Für den Bestand 2023 wurde die stündliche Spitzenlast der 3. Mittwoche aus den ECA 2023 Daten entnommen. Die Bundeslandverteilung erfolgte im gleichen Schlüssel wie für NT2030.

Anhang B – CBA Ergebnisse TYNDP 2024

CBA-Analyse

Seit 30. Mai 2022 gibt es seitens der EU die TEN-E Verordnung (EU-Verordnung 2022/869) welche die [die Entwicklung und Interoperabilität von Energieinfrastrukturkorridoren in der gesamten Europäischen Union festlegt](#). Darin sind für die TYNDP-Projekte Kosten-Nutzen-Analysen oder auf engl. Cost-Benefit-Analyses (CBA) vorgesehen. Im Rahmen der CBA werden verschiedene Indikatoren für die Projektkandidaten ermittelt (nicht alle Indikatoren sind monetarisierbar). Für eine bessere Vergleichbarkeit der Projekte wird für die Durchführung der CBA eine harmonisierte Methode angewendet. Diese ist in der CBA-Richtlinie der ENTSO-E beschrieben. Die CBA-Richtlinie liegt aktuell in der vierten Version vor und wurde von Stakeholdern, der Öffentlichkeit und Behörden evaluiert und von der Europäischen Kommission freigegeben. Die Datengrundlage und die Methodik können auf der Homepage der ENTSO-E (<https://tyndp.entsoe.eu/>) eingesehen werden.

Die im Rahmen des TYNDP bewerteten österreichischen NEP-Projekte wurden im TYNDP 2024 als sogenannte „Single Investment Projects“ eingebracht. Die TYNDP-Projekte können auch NEP-Projekten zugeordnet werden (Ausnahme Projekt 325: Obersielach (AT) – Podlog (SI)). In der Tabelle B.1 sind die TYNDP-Projekte in Österreich den NEP-Projekten zugeordnet und angegeben, ob diese für die nächste PCI/PMI-Liste (Projects of Common Interest/Projects of Mutual Interest) angemeldet wurden. Zusätzlich sieht man, dass die Anzahl der österreichischen Projekte im TYNDP 2024 im Vergleich zum letzten TYNDP fast verdoppelt wurden. Neben den angeführten Projekten gibt es ein weiteres Übertragungsnetz Projekt zwischen Österreich und Italien im TYNDP 2024 Portfolio (Wurmloch (AT) – Somplago (IT) interconnection). Da dieses als „Third Party“ Projekt eingemeldet ist wird es in den folgenden Darstellungen nicht behandelt. Die Verortung der Projekte ist in Abbildung B.1 ersichtlich.

TYNDP 24 Nr.	Projektbezeichnung	2. PCI/PMI Liste	ÖNIP23	NEP25 Nr.	NEU Im TYNDP 2024
Projekt 47	Westtirol (AT) – Vöhringen (DE)	-	-	13-2	Bestand
Projekt 187	St. Peter (AT) – Pleinting (DE)	gemeldet	-	11-7	Bestand
Projekt 312	St. Peter (AT) – Tauern (AT)	-	-	11-10	Bestand
Projekt 313	Isar/Althelm/Ottenhofen (DE) – St.Peter (AT)	gemeldet	-	11-7	Bestand
Projekt 325	Obersielach (AT) – Podlog (SI)	-	12	Keine NEP Nr.	Bestand
Projekt 375	Lienz (AT) – Veneto region (IT) 220 kV	gemeldet	10	19-3	Bestand
Projekt 1052	Lienz (AT) – Obersielach (AT)	gemeldet	11	11-14	Bestand
Projekt 1054	220-kV Westtirol (AT) – Zell/Ziller (AT)	gemeldet	-	14-3	Bestand
Projekt 1121	220-kV Hesselberg (AT) – Weißenbach (AT)	-	7	19-4	Bestand
Projekt 1139	380-kV Westtirol (AT) – Zell/Ziller (AT)	-	5	25-12	NEU
Projekt 1140	380-kV St. Peter (AT) – Dürnrohr (AT)	gemeldet	1	25-11	NEU
Projekt 1145	380-kV Obersielach (AT) – Hesselberg (AT)	-	13	25-10	NEU
Projekt 1155	380-kV Burgenland North (AT) – Sarasdorf (AT) – Greater Vienna (AT)	-	9	23-3	NEU
Projekt 1156	380-kV Greater Vienna (AT) – Hesselberg (AT)	-	8	25-9	NEU
Projekt 1158	380-kV Bisamberg (AT) – Gaweinstal (AT) – Zaya (AT)	-	3	25-8	NEU
Projekt 1159	220-kV Bisamberg (AT) – Wien Südost (AT)	-	-	23-4	NEU
Projekt 1234	220-kV Reitdorf (AT) – Weißenbach (AT)	-	6	19-2	NEU

Tabelle B.1: Auflistung der österreichischen Übertragungsnetzprojekte im TYNDP 2024

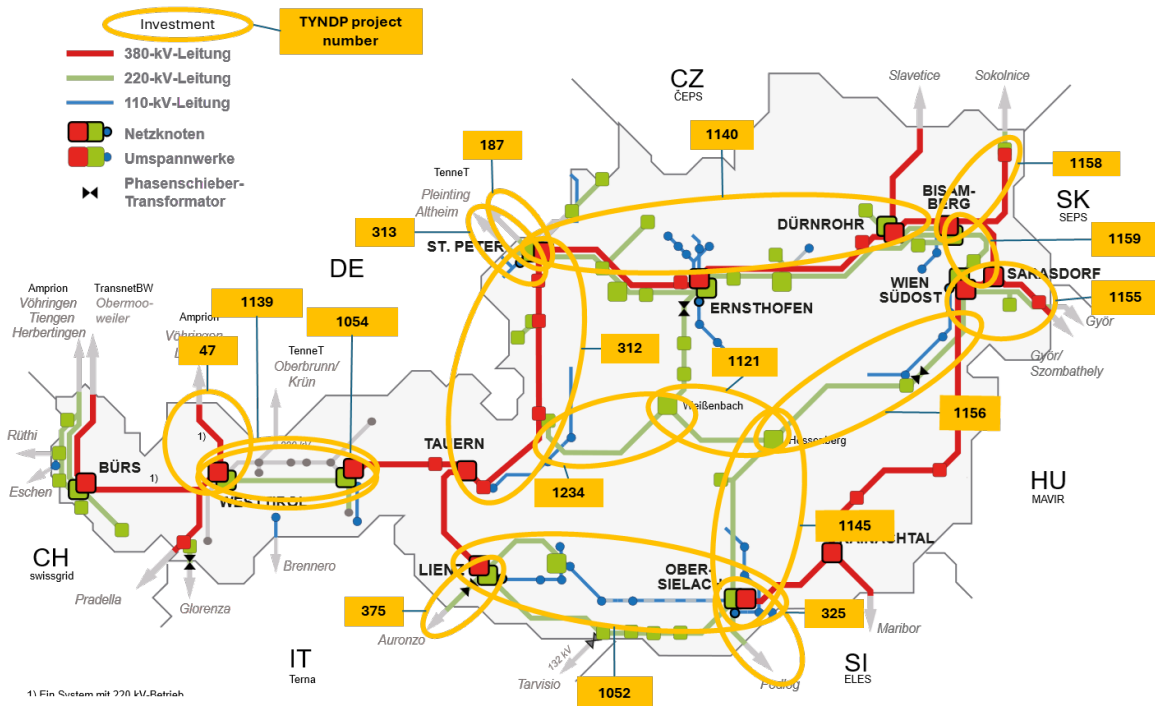


Abbildung B.1: Verortung der österreichischen Übertragungsnetzprojekte.

Im Nachfolgenden sind die Ergebnisse der CBA-Analyse des TYNDP 2024 für die 17 österreichischen Projekte dargestellt. Die CBA-Ergebnisse liegen für das Bottom-Up-Szenario National Trends für die Zeithorizonte 2030 und 2040 vor. Für das Szenario Global Ambition wurden im TYNDP 2024 keine CBA-Simulationen durchgeführt.

Um die Robustheit der Berechnungen zu erhöhen, wird jeder Indikator von mindestens drei verschiedenen Simulations-Tools in drei repräsentativen Wetterjahren (1995, 2008, 2009) bewertet. In den folgenden Abbildungen beschreibt die Höhe der Balken die durchschnittlichen Ergebnisse der unterschiedlichen Simulations-Tools und der drei Wetterjahre (Ausreißer wurden davor entfernt). Die schwarzen Fehlerindikatoren beschreiben die Spannweite zwischen minimalen und maximalen Ergebnissen der verschiedenen Simulations-Tools und Wetterjahren. Die gezeigten Ergebnisse beziehen sich auf den geografischen Bereich der ENTSO-E und damit allen dazu gehörigen Ländern.

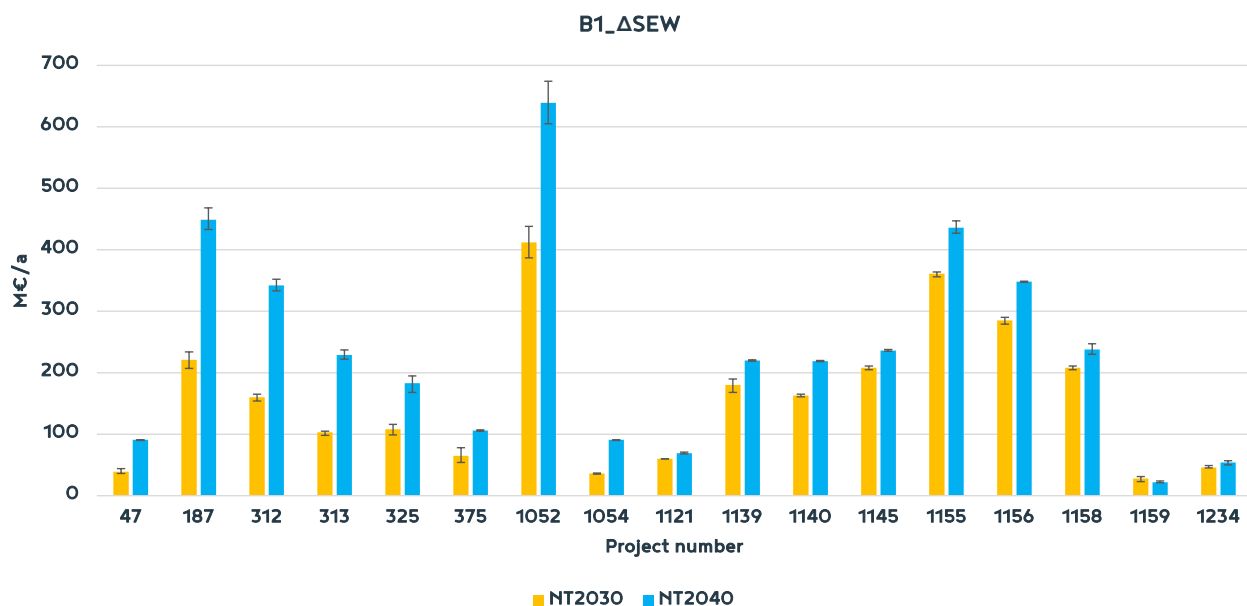


Abbildung B.2: Social Economic Welfare der österreichischen Übertragungsnetzprojekte.

Abbildung B.2 zeigt den **Social Economic Welfare (SEW)** der einzelnen österreichischen Projekte. Die Balkenhöhe entspricht dabei der ökonomischen Wohlfahrt, also dem jährlich anfallenden monetarisierten, gesamtgesellschaftlichen Nutzen. Der SEW entspricht dabei genau der jährlichen Systemkostenreduktion durch die Realisierung eines Projektes. Der so geschaffene Mehrwert kommt in Form von Konsumentenrente, Produzentenrente, Engpassrendite und Sektorkopplungsrendite verschiedenen Bereichen der Gesellschaft zugute. Alle österreichischen Projekte weisen einen deutlich positiven SEW vor.

Um den jährlichen SEW den Investitionskosten eines Projektes gegenüberstellen zu können muss zunächst der gesamte Nutzen über die Lebensdauer des Projektes bestimmt werden. Dafür schlägt die CBA-Richtlinie eine anzunehmende wirtschaftliche Lebensdauer von 25 Jahren und einen jährlichen Abzinsungsfaktor von 4 % vor. Für Jahre vor dem frühesten Stützjahr (2030) werden gleichbleibend die jährlichen SEW-Werte dieses Stützjahres angenommen. Für Jahre nach dem spätesten Stützjahr (2040) werden gleichbleibend die jährlichen SEW-Werte dieses Stützjahres angenommen. Für Jahre dazwischen wird eine lineare Interpolation zwischen den Stützjahren angewandt. Für eine anschauliche Darstellung eignet sich folgendes Beispiel: Das Projekt 1052 hat 2030 einen Δ SEW von etwa 400 Mio. € und 2040 (NT) von etwa 650 Mio. € bei Investitionskosten von ungefähr 3 Mrd. €. Interpoliert man den SEW zwischen den beiden Stützjahren ab dem Inbetriebnahmedatum 2033, amortisiert sich das Projekt somit innerhalb der ersten 6 Jahren. Da Übertragungsleitungen üblicherweise eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten aufweisen generiert dieses Projekt einen beachtlichen gesellschaftlichen Mehrwert. (Daten und CBA Ergebnisse aus dem [TYNDP 2024 Projektblatt](#) entnommen)

Die CBA-Methodik ist nicht in der Lage alle Vermeidungskosten der Projekte zu bewerten. Jährlich werden große Summen im Rahmen des Engpassmanagements (EPM) ausgegeben. Dabei müssen Übertragungsnetzbetreiber in den Markt eingreifen, um Engpässe im österreichischen Stromnetz zu vermeiden. Diese Eingriffe sind mit Kosten verbunden, welche von den Netzkunden getragen werden müssen. Im Jahr 2023 betrugen die Kosten dafür 294,1 Mio. €. Durch den Ausbau der Übertragungskapazitäten können diese Eingriffe reduziert und somit zusätzliche Kosten gesenkt werden, welche nicht vollständig im Rahmen des TYNDP 2024 abgebildet werden. Abbildung

B.3 zeigt die verstärkte Einspeisung durch Erneuerbarer Energieträger durch das Einbinden von zusätzlichen erneuerbaren Kapazitäten und geringere Notwendigkeit zur Abriegelung dieser. Ein positiver Wert bedeutet, dass zusätzliche Energie aus Erneuerbaren Energieträgern in das System eingebracht werden kann. Alle österreichischen Projekte im TYNDP Projektportfolio weisen eine deutlich positive EE-Integration auf und tragen so maßgeblich zur Erreichung der europäischen Klimaziele bei.

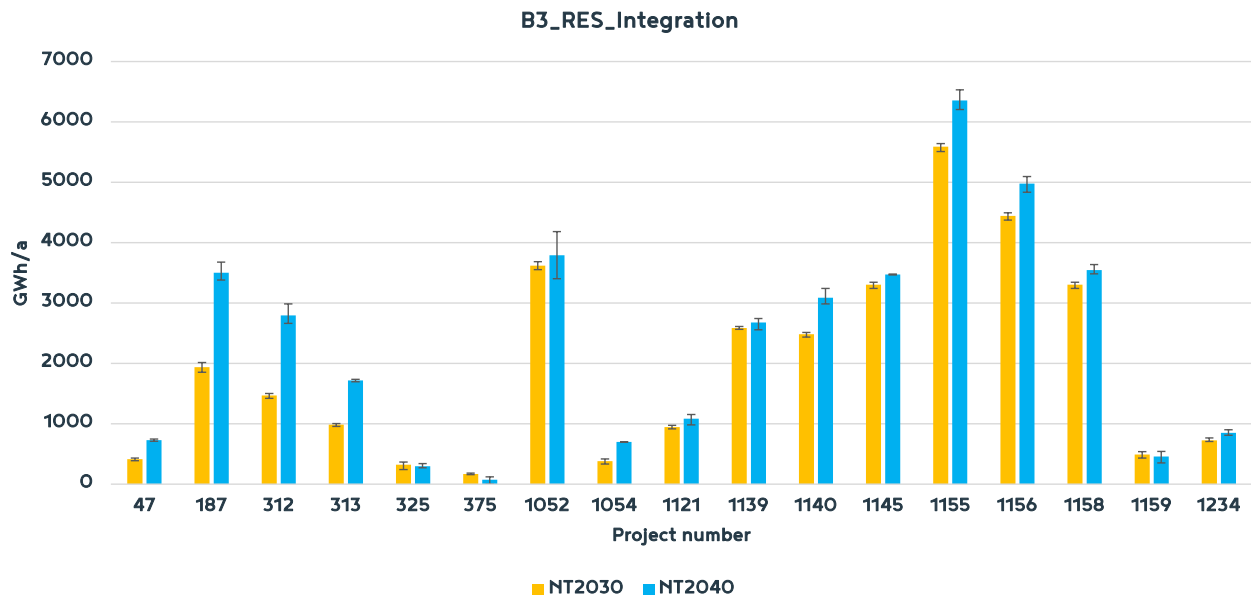


Abbildung B.3: Zusätzliche EE-Integration durch die österreichischen Übertragungsnetzprojekte.

Eine direkte Konsequenz der verstärkten Einbindung von EE durch zusätzlichen Netzausbau, ist ein CO₂-Einsparungspotential durch den verringerten Einsatz von CO₂-intensiven Erzeugungstypen. Auch in dieser Kategorie beweisen die österreichischen TYNDP 2024 Projektkandidaten ihre Notwendigkeit zur Erreichung der Energie- und Klimaziele. In Abbildung B.4 werden die jährliche Veränderung der CO₂-Emissionen dargestellt, welche durch die Verwirklichung der Projekte erreicht wird. Ein negativer Wert gibt an, dass durch das Projekt die europäischen CO₂-Emissionen gesenkt werden. Gerade für das Zieljahr 2030, in welchem thermische Erzeugung noch eine maßgebliche Rolle zur Deckung der Stromnachfrage darstellt, können die österreichischen Projekte einen entscheidenden Beitrag leisten. Selbst im Szenario NT 2040, in welchem bereits enorme Menge an EE angenommen werden, können die Projekte noch zu weiteren CO₂-Einsparungen beitragen.

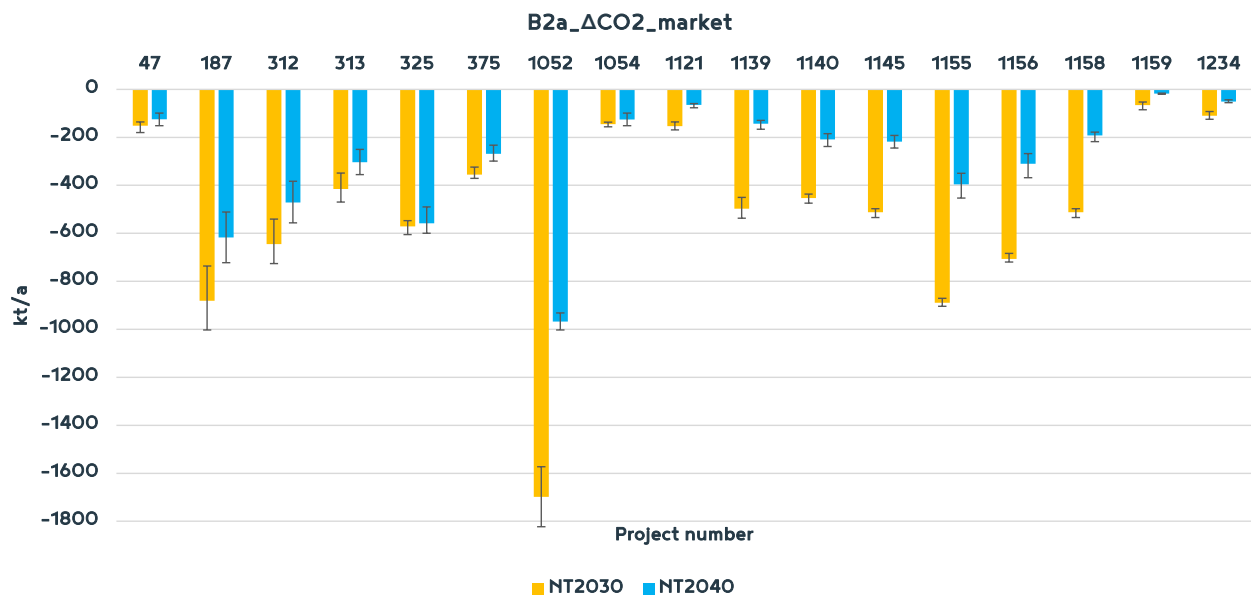


Abbildung B.4: CO2 Einsparung durch die österreichischen Übertragungsnetzprojekte.

Die gesamten Ergebnisse der CBA des TYNDP 2024 können in den Project-Sheets eingesehen werden:
<https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/transmission/>