

Netzentwicklungsplan 2023

für das Übertragungsnetz von
Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum

2024-2033

Planungsstand September 2023

Österreich
braucht
Strom.



Wien, im September 2023

© 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) 2023.....	8
1. AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG	13
1.1 Allgemeines	13
1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers.....	14
1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber.....	14
1.3.1 Gesetzliche Grundlage des Netzentwicklungsplans	14
1.3.2 Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan (ÖNIP).....	15
1.3.3 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans	15
1.3.4 Kategorisierung der NEP-Projekte	16
1.4 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans	17
1.5 Voraussetzungen für den Netzausbau	19
1.6 Abgeschlossene Projekte des NEP 2021	20
2. NETZENTWICKLUNG FÜR DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ DER APG	21
2.1 Das Übertragungsnetz von APG	21
2.2 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen	22
2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger (Einspeiseleistung vs. „erzeugte“ Energie)	22
2.4 Weitere energiewirtschaftliche Einflussfaktoren	23
2.5 Netzreserve zur Sicherstellung des Netz- und Systembetriebes	25
2.5.1 Hintergrund und aktuelle Situation	25
2.5.2 Steigender Bedarf an Engpassmanagement und („Redispatch“-)Kosten.....	26
2.6 Europäische und energiewirtschaftliche Einflüsse	26
2.6.1 Europäische Marktintegration auf Basis verbindlicher Guidelines.....	26
2.6.2 Clean Energy for all Europeans Package (CEP)	27
2.6.3 Green Deal der Europäischen Union	28
2.7 Forschung und Innovation bei APG.....	30
3. STRATEGISCHE NETZENTWICKLUNG DER APG	32
3.1 Weitere Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes (Kap. 5.1 aus NEP 2021)	32
3.2 Zusätzlicher und zukünftiger Transportbedarf 2033+	33
4. PROJEKTE IM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2023	34

4.1	Allgemeines	34
4.1.1	Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen	34
4.1.2	Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	35
4.1.3	Verschiebungen und Änderungen von geplanten Inbetriebnahmen.....	35
4.2	Betriebsinvestitionen und Verstärkungen im Bestandsnetz	35
4.2.1	Betriebsinvestitionen für Leitungen	36
4.2.2	Umsetzung Thermal Rating-Betrieb (TR-Betrieb / WAFB)	36
4.2.3	Verstärkungen des Bestandsnetzes	37
4.2.4	Betriebsinvestitionen für Umspannwerke/Schaltanlagen.....	37
4.2.5	Betriebsinvestitionen teilweise als Voraussetzung für Kundenprojekte.....	38
4.3	Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2023	38
4.4	Detailbeschreibung der Projekte des Netzentwicklungsplans 2023	44
4.5	Projekte im Nationalen bzw. Europäischen Interesse	45
4.5.1	Strategische Flächensicherungen.....	45
4.5.2	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg	46
4.5.3	110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) – TINETZ	47
4.5.4	Lastflussteuernde Elemente für CEP-70% – Netzraum Donauschiene Ost-West	48
4.5.5	Reschenpassprojekt (neues UW Nauders 380/220-kV) – Staatsgrenze IT.....	50
4.5.6	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern	52
4.5.7	220-kV-Anspeisung (ZROÖ) Zentralraum Oberösterreich.....	56
4.5.8	380-kV-Deutschlandleitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)	59
4.5.9	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Soverzene).....	62
4.5.10	Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss).....	63
4.5.11	Netzraum Burgenland Nord – Sarasdorf / Großraum südöstl. Wien	64
4.5.12	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Bisamberg – Wien Südost.....	65
4.6	Projekte im Netzraum Tirol	66
4.6.1	UW Westtirol: Errichtung zweiter Umspanner 380/220-kV und 380-kV-Ausbau	66
4.6.2	UW Westtirol: Errichtung dritter Umspanner 380/220-kV (CEP-70%)	67
4.6.3	Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol	69
4.6.4	220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller (Netzraum Tirol)	70
4.6.5	UW Westtirol: 380-kV-Spannungsumstellung WT - Ltgs.system Memmingen (411)	71
4.7	Projekte in Zentralösterreich / Steiermark	72

4.7.1	220-kV-Leitung Hessenberg – Leoben und 220-kV-Ausbau Hessenberg	72
4.7.2	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach	73
4.7.3	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg	75
4.8	Ausbau und Generalerneuerung Umspannwerke 380/220 kV	76
4.8.1	Neues 220-kV-Schaltwerk (SW) Weibern	76
4.8.2	Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernsthofen	77
4.8.3	UW Sarasdorf: Kurzschlussertüchtigung und Ausbau 380-kV-Anlage	78
4.8.4	UW Wien Südost: GE/Ausbau 380-kV-Anlage und Erneuerung Transformatoren	79
4.8.5	Neues 380-kV-Schaltwerk (SW) Seyring	80
4.8.6	UW Zaya: Ausbau 2. 380/220-kV-Umspanner (550 MVA)	81
4.8.7	UW Weißenbach: Generalerneuerung 220-kV-Anlage	82
4.8.8	UW Südburgenland: Generalerneuerung und Ausbau 380-kV-Anlage	83
4.8.9	UW Kainachtal: Generalerneuerung 380-kV-Anlage	84
4.8.10	UW St. Peter: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und Erneuerung Transformatoren	85
4.8.11	UW Wien Südost: Generalerneuerung 220kV-Anlage u. Erneuerung Transformatoren	86
4.9	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber	87
4.9.1	UW Ernsthofen: Ausbau 6. 220/110-kV-Umspanner – Netz OÖ	87
4.9.2	UW Zaya: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner – Netz NÖ	88
4.9.3	UW Wagenham: Ausbau und zweiter 380/110-kV-Umspanner (2. Ausbaustufe)	89
4.9.4	Neues UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung – TINETZ	90
4.9.5	Neues UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung – Netz OÖ	91
4.9.6	UW Sarasdorf: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner – Netz Niederösterreich	92
4.9.7	Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark	93
4.9.8	Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark	94
4.9.9	Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ	95
4.9.10	UW Südburgenland: Transformatortausch und Ausbau 3./4. Umspanner – NEB	96
4.9.11	Neues UW Sachsenburg: 110/20-kV-Netzabstützung – Kärnten Netz	97
4.9.12	UW Wien Südost: Ausbau eines 380/110-kV-Umspanners – Wiener Netze	98
4.9.13	Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark	99
4.9.14	Neues UW Wien Ost (Deutsch Wagram): 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze	100
4.9.15	Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung – Netz OÖ	101
4.9.16	UW Ybbsfeld: Ausbau 110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ	102

4.9.17	Neues UW Mattersburg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz Burgenland.....	103
4.9.18	Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung Netz NÖ.....	104
4.9.19	Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze.....	105
4.9.20	UW Ranshofen: Ausbau 110-kV-Netzabstützung - Netz OÖ (AMAG)	106
4.9.21	Neues UW Parndorf: 380/110-kV-Netzabstützung - Netz Burgenland	107
4.9.22	UW Oststeiermark: Ausbau 3. 380/110-Umspanner – Energienetze Steiermark.....	108
4.9.23	Neues UW Lavanttal: 220/110-kV-Netzabstützung – Kärnten Netz	109
4.10	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Kunden.....	110
4.10.1	110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck (Netzverstärkung)	110
4.10.2	Umstrukturierung 110-kV-Netzbereich Reißeck / Malta - VHP	111
4.10.3	UW Kaprun: 380-kV-Netzanschluss PSP-KW Limberg 3 - VHP	112
4.10.4	UW St. Andrä: Einbindung Windpark Koralpe	113
4.10.5	Neues SW Molln: Energiespeicher Bernegger	114
4.10.7	UW Wien Südost: Ausbau 380-kV-Netzanschluss - OMV	115
4.10.8	Netzanschluss Merchantline Würmlach (AT) – Somplago – Alpe Adria Energia	116
4.10.9	Neues UW Prutz: 380/220-kV-Netzanschluss – TINETZ.....	117

5. INFORMATIONEN ÜBER WEITERE PROJEKTE UND ENTWICKLUNGEN . 118

5.1	Weitere Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes	118
5.1.1	Kunden- und Speicherprojekte.....	118
5.1.2	Sektorkopplungen (Power-to-Gas).....	118
5.2	Projekt ZusammEn 2040	119

6. RISIKEN 121

6.1	Risiken im Vorprojekt.....	121
6.2	Risiken im Zuge der Projektumsetzung.....	122
6.3	Gesellschaftliche Akzeptanz.....	124
6.4	Klimawandel und Resilienz.....	124
6.5	SF6-Thematik.....	125

7. MAßNAHMEN ZUR RISIKOMINIMIERUNG UND PROJEKTBESCHLEUNIGUNG 126

7.1	Beschleunigte Projektumsetzung	126
7.2	Priorisierte NEP-Projekte und Abhängigkeiten.....	127

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1 Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2021	20
Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus	34
Tabelle 3: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 1).....	40
Tabelle 4: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 2).....	41
Tabelle 5: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 3).....	42
Tabelle 6: Informationen über zukünftige Kundenprojekte	118
Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze	16
Abbildung 2: Das österreichische Übertragungsnetz	21
Abbildung 3: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark	23
Abbildung 4: NEP-Projekte 2023: Umspannwerke und Schaltanlagen	43
Abbildung 5: NEP-Projekte 2023: Leitungsprojekte und Leitungsgroßprojekte	43
Abbildung 6: Ablauf Projekt "ZusammEn 2040".....	120
Abbildung 7: Entwicklung der Aluminium-, Kupfer-, Eisen. & Stahlpreise.....	123

Kurzfassung zum APG-Netzentwicklungsplan (NEP) 2023

Ausgangssituation

Österreichs Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit liegt – mit einer Stromnetz-Verfügbarkeit von über 99,99% – im weltweiten Spitzenfeld. Die sichere und leistbare Stromversorgung ist die Basis unserer modernen Gesellschaft – jetzt und in Zukunft.

Dafür müssen neben dem Vorhandensein von jederzeit ausreichender Erzeugungsleistung zur Deckung des Strombedarfs auch entsprechende Netzkapazitäten zur Übertragung und Verteilung der Elektrizität verfügbar sein. Auch die Verfügbarkeit der Primärenergieträger ist für eine sichere und leistbare Energieversorgung von enormer Bedeutung. Die durch den Ukrainekrieg getriggerten Gaspreissteigerungen und reduzierten Importverfügbarkeiten haben zu gravierenden Kostensteigerungen im Stromsektor geführt. Ein wichtiger Baustein auf dem Weg zur Reduktion der Energieimportabhängigkeit stellt der Ausbau der erneuerbaren Energieträger (kurz: EE) sowie die Substitution fossiler Energieträger dar. Dies zeigt sich ebenfalls in Anstrengungen von energieintensiven Industriebetrieben mit Plänen zur Umstellung auf strombasierte Prozesse.

Die letzten Jahre sind von globalen Krisen geprägt, die sich sowohl direkt als auch indirekt auf den Ausbau des Übertragungsnetzes und die Projekte des Netzentwicklungsplans ausgewirkt haben. Einerseits kam es durch die Covid-19-Pandemie und den andauernden russischen Angriffskrieg in der Ukraine zu massiven Preisverwerfungen an den Gas- und Strommärkten und Lieferschwierigkeiten bzw. teilweisen Materialengpässen. Diese schlagen sich trotz intensiver Bemühungen von APG teilweise in verzögerten Projektzeitplänen sowie auch in den gestiegenen Kosten der Ausbauprojekte nieder. Andererseits hat sich im Rahmen der Coronakrise einmal mehr gezeigt, wie wichtig Digitalisierung und Vernetzung für die heutige Gesellschaft ist, und damit die Wichtigkeit einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung nochmals bestätigt.

Über die Sektoren betrachtet sind im Gassektor ein sinkender Methanbedarf und die Anforderungen einer zukünftig wachsenden Wasserstoff-Wirtschaft sowie die Hebung der in Österreich vorhandenen Biomethan- und Biogaspotenziale zu nennen. Damit werden die Elektrolyse, grüner Wasserstoff und weitere Kopplungen des Gasnetzes mit dem Stromnetz an Bedeutung gewinnen (z.B. Power-to-Gas, Beiträge zur Speicherthematik etc.).

Eine leistungsfähige Stromnetzinfrastruktur bildet die Grundlage für die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit elektrischer Energie. Sie stellt das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes und die Grundvoraussetzung für den weiteren EE-Ausbau, die Reduktion der Energieimportabhängigkeit und die Erreichung der österreichischen und europäischen Energie- und Klimaschutzziele dar. Die angestrebte Klimaneutralität der österreichischen Energieversorgung ist nur mit massiven Anstrengungen sowie hohem Engagement, Kooperation und der weiteren Vernetzung über die Sektoren des Energiesystems möglich. Für den Erfolg all dieser Bemühungen wird letztendlich der Ausbau und die Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastuktur entscheidend sein, sowohl der Übertragungsnetze als auch im Bereich der Verteilernetze.

Die bestehende Netzinfrasturktur ist nicht ausreichend für die bereits heute auftretenden hohen Transport- und Verteilerfordernisse zufolge der aktuellen EE-Ausbauten und des Spitzenlastbedarfs ausgelegt. Im Zuge der Energiewende auf dem Weg zu einem klimaneutralen Österreich wird der Transportbedarf für Strom weiter ansteigen und es werden zusätzliche strukturelle Engpässe entstehen, denen nachhaltig nur mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes begegnet werden kann. Für das Engpassmanagement bzw. Redispatch in Österreich sind die kurzfristige Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerken sowie von flexibler Kraftwerksleistung und Lasten notwendig – diese flexiblen Leistungen müssen von APG als „Netzreserve“ in Abstimmung mit E-Control vertraglich gesichert werden. Die Verfügbarkeit der Netzreserve ist zur Aufrechterhaltung des sicheren Netz- und Systembetriebes und der Versorgungssicherheit im österreichischen Übertragungsnetz mittlerweile unabdingbar.

In den vergangenen Jahren (2017 bis 2022) waren der Einsatz von Redispatch bzw. von Netzreserveleistung an bis zu 300 Tagen pro Jahr erforderlich (!). Die damit verbundenen Kosten sind in den letzten Jahren massiv angestiegen (zwischen 92 und 149 MEUR pro Jahr), und sind als Teil der APG-Netzkosten von den Kunden über die Netztarife zu tragen.

Nachhaltig können strukturelle Engpässe im APG-Übertragungsnetz nur durch Netzausbau und mit den NEP-Projekten gelöst werden. Die im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Investitionsprojekte der APG sind damit eine Voraussetzung für die sichere Stromversorgung in Österreich. Weiters stellen die NEP-Projekte einen essenziellen Baustein bei der Transformation des Energiesystems und für die österreichischen Klimaschutz- und Energieziele dar. Als Übertragungsnetzbetreiber hat APG die betriebliche Verantwortung für den sicheren Netz- und Systembetrieb gemäß dem gesetzlichen Auftrag im EIWOG und unterstützt die ambitionierten politischen und gesellschaftlichen Ziele der Energiewende mit aller Kraft.

Energiewirtschaftliches und nationales Umfeld

Für die Erreichung der Klimaschutzziele ist es nötig den Ausbau der erneuerbaren Energieträger (EE) massiv zu forcieren. Dies wird im österreichischen Regierungsprogramm, das auch Zielsetzungen in Richtung eines klimaneutralen Österreichs beinhaltet, vorgegeben und derzeit im EAG geregelt. Dabei soll es zu einem **massiven Ausbau von zusätzlich 18 GW an EE-Erzeugungsleistung in Österreich bis 2030 kommen** (vgl. die dzt. in Österreich installierte Kraftwerksleistung: ca. 28 GW). Diese Leistungen und die EE-Erzeuger müssen in die Stromnetze – d.h. in das Übertragungsnetz und die Verteilernetze – sowie in das Stromsystem integriert werden. Durch diese stärker volatilen Erzeugungsformen und Leistungen im hohen GW-Bereich steigen die Volatilitäten im Netzbetrieb und insbesondere der Transportbedarf. Es werden zunehmend zeitliche und räumliche Ausgleichs von regionalen EE-Überschussleistungen und die Speicherung des „grünen Stromes“ sowohl national als auch in Europa notwendig.

Um den zukünftigen Transport- und Netzausbaubedarf zu identifizieren, erstellt das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (**BMK**) zur Verwirklichung der Zieldimensionen der Energieunion (gemäß § 94 des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes) einen **integrierten österreichischen Netzinfrasturkturplan (ÖNIP)**, der einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen ist. Der ÖNIP ist ein übergeordnetes strategisches Instrument, das die grundsätzlichen Erfordernisse und Zielrichtungen der Netzinfrasturktur im Strom- und Gasbereich für eine ganzheitliche Energiewende aufzeigt. Der ÖNIP wurde am 7.7.2023 als Entwurf zur Stellungnahme veröffentlicht und befand sich bis 15.09.2023 in Konsultation. Der zum ÖNIP zugehörige Entwurf des Umweltbericht wurde seitens BMK am 28.08.2023 veröffentlicht.

Der vorliegende APG-Netzentwicklungsplan 2023 steht unter dem Vorbehalt der Inhalte der finalen Version des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP), wie dieser von der Bundesministerin für Klimaschutz (BMK) gem. § 95 Abs. 5 EAG zu veröffentlichen sein wird.

Mit Vorliegen des finalen ÖNIP wird APG daher evaluieren, ob aufgrund der Maßnahmen, die für das Übertragungsnetz im ÖNIP vorgesehen sein werden (§ 94 Abs. 3 letzter Satz EAG) der Netzentwicklungsplan entsprechend anzupassen (abzuändern oder zu erweitern) sein wird.

Europäische Einflussfaktoren

Weitere Einflüsse resultieren aus europäischen regulativen und gesetzlichen Vorgaben unter anderem durch den Green Deal der Europäischen Kommission sowie den Veränderungen im europäischen Strommarkt. Eine große Initiative zur Umsetzung des Green Deal ist das „Fit für 55“-Paket, ein europäisches Maßnahmenpaket, das die Erreichung der europäischen Klimaziele gewährleisten und die CO₂-Emissionen bis 2030 um 55% – im Vergleich zu den Emissionen aus 1990 – reduzieren soll.

Im Mai 2022 wurde zudem Repower EU von der Europäischen Kommission (EK) vorgestellt. Der Repower EU-Plan basiert auf einer Strategie, die eine Unabhängigkeit der EU von fossilen Brennstoffen (Öl, Kohle und Gas), insbesondere aus Russland, bis zum Jahr 2030 vorsieht. Handlungsschwerpunkte sind die Diversifizierung und Sicherung einer leistbaren Energieversorgung, Energieeinsparung und Investitionen in erneuerbare Energien. Repower EU führte nochmals zu einer Anhebung der Energieeffizienzziele und der Ausbauziele für Erneuerbare Energieträger inklusive schnelleren Genehmigungsverfahren für EE (im Vergleich zum „Fit für 55“-Paket). Außerdem wurde in diesem Rahmen eine Reform des EU-Energiebinnenmarkts auf den Weg gebracht.

APG-Netzausbauplanung und europaweite Koordinierung

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 wirtschaftlichen Änderungen (z.B. infolge von Covid-19 oder Konjunkturzyklen) keine erheblichen Auswirkungen auf die Langfristplanung der APG resultieren.

Der vorliegende **Netzentwicklungsplan (NEP 2023) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010)** und basiert auf den langfristigen Planungen des TYNDP 2022 und stellt die Weiterentwicklung des NEP 2021 dar. Hiermit informiert APG alle relevante Marktteilnehmer über den geplanten Netzausbau und die Netzentwicklung im Zehnjahres-Zeithorizont, welche in der öffentlichen Konsultation zwischen 1. und 25. August 2023 die Möglichkeit hatten, Stellungnahmen zum NEP 2023 der APG abzugeben. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden von APG geprüft und entsprechend im Netzentwicklungsplan 2023 berücksichtigt.

Die TOP-Netzausbauprojekte im NEP 2023 von APG

Um die genannten Themen zu adressieren und die damit verbundenen Herausforderungen zu bewerkstelligen hat APG zahlreiche Projekte entwickelt und in den Netzentwicklungsplan aufgenommen. Diese umfassen u.a. neben den Leitungsgroßprojekten mehrere Projekte zur Netzintegration der Erneuerbaren und Dekarbonisierung sowie die Entwicklung von regionalen Netzkzepten mit Partnern, wie beispielsweise den Zentralraum Oberösterreich oder den Netzausbau UW Hesseberg – neues UW Leoben. Weiters wurden im NEP 2023 einige Projekte zur altersbedingten Generalerneuerung von Umspannwerken sowie weitere neue Umspannwerke zur Netzintegration von EE und Kraftwerken aufgenommen.

Die **Top-Netzausbauprojekte des NEP 2023** für Übertragungsleitungen leiten sich aus dem TYNDP ab und sehen v.a. die Schließung des 380-kV-Ringes mit der Salzburgleitung und im Süden Österreichs sowie leistungsfähige Ost $\leftrightarrow$ West-Transportachsen und im Westen Österreichs vor (inkl. leistungsfähige Verbindungen zu den Pumpspeicherkraftwerken). Zusätzlich wurden in der APG-internen strategischen Netzentwicklung die Berechnungs- und Simulationsmodelle umfassend weiterentwickelt. Den strukturellen Engpässen im APG-Netz gilt es durch Modernisierungen bzw. Ertüchtigungen und mit neuen Leitungsverbindungen entgegenzuwirken. Unter Heranziehung der Szenarien und zukünftigen Entwicklungen der Energiewende und auf dem Weg zur Klimaneutralität werden weitere Netzausbauten notwendig (siehe Kapitel 3). Weiters sind für eine gesamthafte EE-Systemintegration für eine Klimaneutralität über die Sektoren neben zusätzlichen Netzmaßnahmen auch Speicher- und Flexibilitätsoptionen, Sektorenkopplungen und innovative technologische Lösungen nötig.

Ausbauvorhaben im Übertragungsnetz der APG des NEP 2023:

- neue Leitungen im Übertragungsnetz von mindestens rd. 430 km Trassen-km
- Umstellungen von rd. 110 km bestehende Leitungen auf höhere Spannungsebenen
- Generalerneuerungen von Leitungen mit rd. 340 km
- 25 neue Umspannwerke („green field“ UW) bis 2033 zur Verstärkung der Anbindungen der Verteilernetze sowie Ausbauten bestehender Umspannwerke mit zusätzlichen Umspannern
- für die Kupplung der Netzebenen rd. 70 zusätzliche Umspanner (Transformatoren) mit einer Gesamtleistung von ca. 27.000 MVA
- umfangreiche Maßnahmen sowie altersbedingte Generalerneuerungen und Ertüchtigungen von Schaltanlagen als Betriebsinvestitionen
- zusätzlich sind weitere Netzmaßnahmen, Speicher- und Flexibilitätsoptionen, Sektorenkopplungen und innovative technologische Lösungen nötig

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

- 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)

- Nachteilige Auswirkungen auf überregionale Stromtransporte
- 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 leistbar gelingt, müssen **die Voraussetzungen für die Umsetzung von insbesondere Netzinfrastukturbauprojekten beschleunigt und vereinfacht werden**. Nur wenn der Aus- und Umbau von Strominfrastruktur die gleiche Bedeutung wie u.a. der Ausbau der EE-Einspeiser erfährt, kann die Energiewende gelingen – **dafür sind fünf Hauptpunkte zu nennen**:

- Abgestimmte Gesamtsystemplanung
- Schnellere Genehmigungsverfahren für Netzprojekte
- Sicherung und Freihaltung von Trassen
- Gesicherte Finanzierung durch ein modernes Regulierungssystem
- Ausstattung der Behörden mit genügend Ressourcen

Nur wenn es gelingt, diese Voraussetzungen grundlegend zu verbessern, kann die aus Erneuerbaren gewonnene Energie in das System integriert und nutzbar gemacht werden. Gelingt das nicht, wird Österreich noch stärker importabhängig, und es werden aufgrund drohender Netzüberlastungen in Österreich weiterhin Gaskraftwerke benötigt (Netzreserve). Wenn die Stromnetze nicht ausreichend leistungsfähig sind, müssen bei wind- und sonnenreichen Stunden zukünftig EE-Einspeiser immer häufiger eingeschränkt bzw. gedrosselt werden. Dies führt insgesamt zu „Verlust“ an EE-Erzeugung, erhöhten volkswirtschaftlichen Kosten sowie zu Verlust an CO₂-Einsparungen und von Versorgungssicherheit.

Neben der digitalen Vernetzung der Akteure des Stromsystems bleibt der unverzügliche und rasche Netzausbau die wirksamste Maßnahme, damit die Energiewende bei Aufrechterhaltung der System- und Versorgungssicherheit gelingt. **Nur mit raschen Kapazitätserhöhungen im Stromnetz, aber auch in anderen Teilen des Energiesystems, kann die Energiewende gelingen**. Es gilt insgesamt volkswirtschaftliche Verluste zu minimieren – dafür sind der Netzausbau und die digitale Integration der Akteure in das Energiesystem alternativlos. **Das Gelingen der Energiewende wird mit dem Ausbau der Stromnetze – der Übertragungs- und Verteilernetze – entschieden (!).**

1. Ausgangssituation und Zielsetzung

1.1 Allgemeines

Die letzten Jahre sind von Krisen geprägt, die sich sowohl direkt als auch indirekt auf den Ausbau des Übertragungsnetzes und die Projekte des Netzentwicklungsplans ausgewirkt haben. Einerseits kam es durch die COVID-19-Pandemie und den andauernden russischen Angriffskrieg in der Ukraine zu massiven Preisverwerfungen (z.B. an den Gas- und Strommärkten) und Lieferschwierigkeiten bzw. teilweise Materialengpässen. Diese haben sich trotz intensiver Bemühungen von APG dem entgegenzuwirken teilweise in verzögerten Projektzeitplänen sowie auch insbesondere in den Kosten der Ausbauvorhaben niedergeschlagen. Andererseits hat sich im Rahmen der Coronakrise einmal mehr gezeigt wie wichtig Digitalisierung und Vernetzung für die heutige Gesellschaft ist und damit die Wichtigkeit einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung nochmals bestätigt. Österreichs Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit liegt – mit einer Stromnetz-Verfügbarkeit von über 99,99 % – im weltweiten Spitzenfeld. Die sichere und leistbare Stromversorgung ist die Basis unserer modernen Gesellschaft – jetzt und in Zukunft.

Neben dem Vorhandensein von jederzeit ausreichenden Erzeugungsleistung zur Deckung des Strombedarfs müssen auch entsprechende Netzkapazitäten zur Übertragung und Verteilung der Elektrizität verfügbar sein. Auch die Verfügbarkeit der Primärenergieträger ist für eine sichere und leistbare Energieversorgung von enormer Bedeutung. Die durch den Ukrainekrieg getriggerten Gaspreissteigerungen und reduzierten Importverfügbarkeiten haben zu gravierenden Kostensteigerungen im Stromsektor geführt. Ein wichtiger Baustein auf dem Weg zur Reduktion der Energieimportabhängigkeit stellt der Ausbau der erneuerbaren Energieträger (kurz: EE) sowie die Substitution fossiler Energieträger dar. Dies zeigt sich ebenfalls in Anstrengungen von energieintensiven Industriebetrieben mit Plänen zur Umstellung auf strombasierte Prozesse.

Um die genannten Themen zu adressieren und die damit verbundenen Herausforderungen zu bewerkstelligen hat APG zahlreiche Projekte entwickelt und in den Netzentwicklungsplan aufgenommen. Diese umfassen unter anderem mehrere Projekte zur Netzintegration der Erneuerbaren, die Entwicklung des Zentralraums Oberösterreich (siehe NEP Projekt 11-11), die in Kombination mit dem Umspannwerk Leoben einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie in Österreich leisten wird. Weitere bedeutende Projekte, neben den bereits im NEP 2021 enthaltenen Projekten, sind der geplante 380-kV-Ringschluss in Österreich und weitere Netzausbauten, um die zukünftigen Transportbedarfe zu decken bzw. die Netzintegration der EE zu bewerkstelligen. Weiters sind mehrere neue Umspannwerksprojekte im NEP 2023 enthalten.

Eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur bildet die Grundlage für die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit elektrischer Energie. Sie stellt das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes und die Grundvoraussetzung für den weiteren EE-Ausbau, die Reduktion der Energieimportabhängigkeit und die Erreichung der österreichischen und europäischen Energie- und Klimaschutzziele dar. Die angestrebte Klimaneutralität der Österreichischen Energieversorgung ist nur mit massiven Anstrengungen sowie hohem Engagement, Kooperation und der weiteren Vernetzung über die Sektoren des Energiesystems möglich. Für den Erfolg all dieser Bemühungen werden letztendlich der Ausbau und die Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur entscheidend sein, sowohl der Übertragungsnetze als auch im Bereich der Verteilernetze.

1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers¹

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 Netzinfrastuktur (§ 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 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 Versorgungssicherheit im Stromsektor in Österreich dar.

Zusätzlich gelten neben den genannten gesetzlichen Aufgaben zusätzliche Verpflichtungen wie jene, die aus den Network Codes resultieren. Analog zu den Bestimmungen im EIWOG (bzw. den Technisch Organisatorischen Regeln [TOR]) zum sicheren Netzbetrieb sind in den europäischen 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 geänderte Wortfolge des neuen § 37 Abs. 1 EIWOG 2010 – novelliert durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) vom 27.7.2021 (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 sowie die Kohärenz mit dem integrierten Netzinfrastukturplan gemäß § 94 EAG und dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) zu berücksichtigen.

¹ 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.

1.3.2 Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan (ÖNIP)

Um den zukünftigen Transport- und Netzausbaubedarf zu identifizieren, erstellt das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zur Verwirklichung der Zieldimensionen der Energieunion (gemäß § 94 des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes) einen integrierten Netzinfrastukturplan, der einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen ist. Der ÖNIP ist ein übergeordnetes strategisches Instrument, das die grundsätzlichen Erfordernisse und Zielrichtungen der Netzinfrastuktur im Strom- und Gasbereich für eine ganzheitliche Energiewende aufzeigt.

Der ÖNIP wurde am 7.7.2023 als Entwurf zur Stellungnahme veröffentlicht und befand sich bis 15.09.2023 in Konsultation. Der zum ÖNIP zugehörige Entwurf des Umweltberichts wurde seitens BMK am 28.08.2023 veröffentlicht und befindet sich bis zum 18.10.2023 in Konsultation (Stand 14.09.2023).

Der vorliegende APG-Netzentwicklungsplan 2023 steht unter dem Vorbehalt der Inhalte der finalen Version des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP), wie dieser von der Bundesministerin für Klimaschutz (BMK) gem. § 95 Abs. 5 EAG zu veröffentlichen sein wird.

Mit Vorliegen des finalen ÖNIP wird APG daher evaluieren, ob aufgrund der Maßnahmen, die für das Übertragungsnetz vorgesehen sein werden (§ 94 Abs. 3 letzter Satz EAG) der Netzentwicklungsplan entsprechend anzupassen (abzuändern oder zu erweitern) sein wird.

1.3.3 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans

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. 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. Zudem kommt es bei Netzausbauprojekten zu weiteren Abschaltungen die teilweise mehrjährige Nicht-Verfügbarkeiten einzelner Netzelemente

nach sich ziehen. APG ist diesbezüglich bemüht die erforderlichen Abschaltungen so weit wie möglich zu kombinieren und die jeweiligen Projekte und Maßnahmen zeitlich aufeinander abzustimmen. Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten ist eine wesentliche Voraussetzung, um die bedeutenden betrieblichen, energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Vorteile einer leistungsfähigen Stromnetzinfrastuktur weiterhin zu lukrieren.

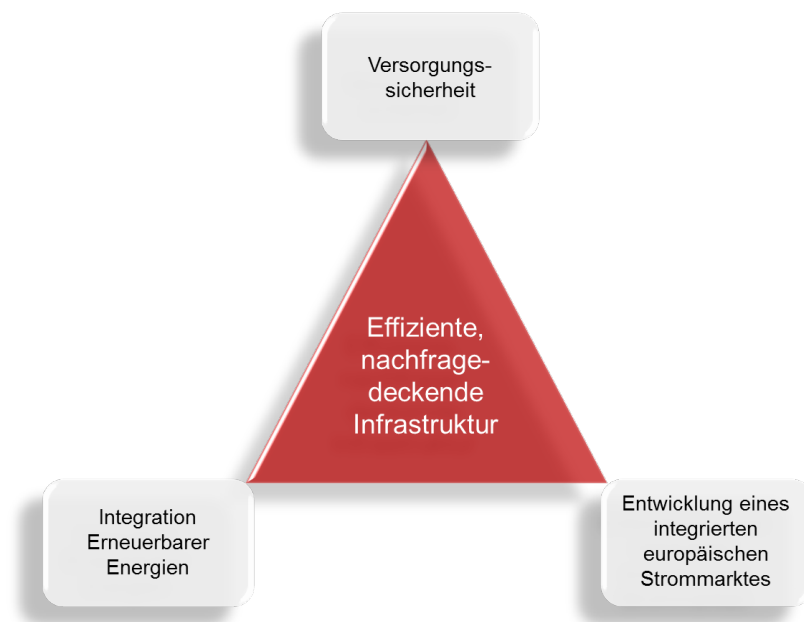


Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen und Einflüsse für Übertragungsnetze

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 (vgl. EAG) ermöglicht, sowie die Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes gefördert.

1.3.4 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 Netzentwicklungsplan 2023 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2024 bis 2033. 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.

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 Netzkoooperation an APG zu stellen. Folgende Netzbenutzergruppen sind hier zu unterscheiden:

- Verteilernetzbetreiber
- Erzeuger bzw. Kraftwerksbetreiber
- 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 bzw. nachvollziehbare und stabile Umsetzungsabsichten der Projektwerber und Kunden vorliegen.

Netzanschlussprojekte werden von APG gemäß der am 16.3.2023 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 Umweltbundesamtes und 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 80 %. 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 2023 mit einem Investitionsvolumen von mehreren Milliarden Euro wird eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur 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 durch die Folgen der Krisen und des Krieges in der Ukraine bilden diese Investitionen einen zusätzlichen „Boost“ 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 2.42.5). 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 neue Leitungen und Umspannwerke werden die Transportkapazität und Leistungsfähigkeit der Stromnetze und des Übertragungsnetzes gesteigert. Dies ermöglicht die Netzintegration der Erneuerbaren Energieträger (v.a. Windkraft und PV, vgl. EAG) und neuer Kraftwerke (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) 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 Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen die effiziente Nutzung der EE durch Energiespeicherung. Zudem ist eine leistungsfähige Netzanbindung und sichere Stromversorgung von Industriebetrieben essenziell für den Wirtschaftsstandort Österreich.

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

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastuktura schafft die Möglichkeit zur Netzintegration der Erneuerbaren und ist damit eine Grundvoraussetzung für die Erreichung der Klimaschutz- und Energieziele (siehe EAG). Dadurch können CO₂-Emissionen aus weniger klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen verringert werden. Die Windkraftleistungen im Osten Österreichs speisen bereits heute gesamthaft 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 der Zugang zu erneuerbaren Energiequellen in Europa und die Möglichkeit zum zeitlichen und räumlichen Austausch bzw. Ausgleich geschaffen. Dies ist insbesondere

auch in Kombination mit der Speicherung wichtig, da nicht an allen Orten in Europa zeitgleich optimale EE-Erzeugungsbedingungen herrschen (z.B. Windstille, wenig Sonne, PV → Nacht (!) vs. auch zeitweise stürmisches Wetter oder freundliche, sehr sonnige Wetterbedingungen ;-). Insgesamt ergänzen sich v.a. Windkraft und PV insofern, sodass eine der beiden Erzeugungsformen typischerweise stärker dominiert (Windkraft oder PV (außer in der Nacht), wodurch die zeitgleiche Einspeisung der gesamten Windkraft- und PV-Leistung tendenziell selten – aber nicht unmöglich – ist. Grundsätzlich sind für die Netzplanung bzw. Systemdimensionierung jedoch die (möglichen zeitgleichen) Einspeiseleistungen und Gesamtpotentiale zu berücksichtigen, um möglichst einschränkungsfreie Einspeisebedingungen durch den Netzausbau zu schaffen (vgl. auch Abschnitt 2.3).

- **Reduktion von Transportverlusten**

Durch die Umstellung von Leitungsverbindungen 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 Investitionen von mehreren Milliarden Euro für den Aus- und Umbau bzw. die Modernisierung der Netzinfrastuktur. 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.

Die aktuellen internationalen energiepolitischen Entwicklungen und das europaweite Bekenntnis zur Erreichung der Pariser Klimaziele sowie der beschlossene „**Green Deal**“ der EU-Kommission, bestätigen zusätzlich die Notwendigkeit der raschen Umsetzung des Netzentwicklungsplans. Sehr lange Vorprojektphasen und Verfahrensdauern der Genehmigungen (Bsp. Salzburgleitung) stellen große Gefährdungspotenziale für den nötigen Ausbau und die Modernisierung des österreichischen Übertragungsnetzes dar.

Die teilweise in Österreich unterschiedlichen gesetzlichen Bedingungen sind zusätzliche Hemmnisse für die Realisierung der notwendigen Netzausbauprojekte in angemessenen Zeiträumen. Um diese Defizite zu beseitigen, sind folgende Verbesserungen nötig:

- Schaffung von **gesellschaftlicher und politischer Akzeptanz** für bevorstehenden Veränderungen durch die Energiewende und über die Sektoren. Es zeigen sich dabei massive energetische Verlagerungen von z.B. fossilen Energieträgern bzw. aus anderen Sektoren (Bsp. Verkehr, Industrie) in den Stromsektor.
- Der **Erfolg der Energiewende** (und des EAG etc.) wird physikalisch unumgänglich über leistungsfähige Stromnetze und **nötige Netzausbaumaßnahmen** führen (im Übertragungsnetz und in den Verteilernetzen). Dafür wird ebenfalls die gesellschaftliche und politische Akzeptanz erforderlich sein.

- **Sicherung und Freihaltung von Trassen.**

APG ist mit ihrem gesetzlichen Auftrag (vgl. Abschnitt 1.2 und 1.3) ein Garant für die Umsetzung der Modernisierungs- und Ausbauvorhaben bei gleichzeitiger Gewährleistung der zukünftigen Netz- und Systemsicherheit. Dazu wird APG ihren Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende leisten sowie sich in allen gesellschaftlichen Diskussionen und relevanten legislatischen Prozessen konstruktiv einbringen. **Besonders wichtig erscheint es in diesem Zusammenhang, die Bevölkerung, die Bürger:innen, die Gemeinden und Regionen sowie die von Netzinfraststrukturen berührten Anrainer frühzeitig über die Zusammenhänge der Energiewende zu informieren und die Gesamt-Systemzusammenhänge zu erklären.**

1.6 Abgeschlossene Projekte des NEP 2021

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Projekte des NEP 2021, welche planmäßig bis Frühjahr 2023 in Betrieb genommen bzw. abgeschlossen wurden.

Proj. Nr.	Projektbezeichnung	Inbetriebnahme
15-3	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner	Q3 / 2021
19-5	Generalerneuerung 110-kV-Anlage Ernsthofen	Q3 / 2022
11-8	Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)	Q3 / 2022
13-6	UW Wien Südost: Ausbau 380-kV-Netzanschluss - Wiener Netze	Q1 / 2023

Tabelle 1 Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2021

Zudem wurde das Projekt 21-5 UW Zurndorf: Ausbau 5. 380/110-kV-Umspanner – Netz Burgenland (Windkraft) nach Abstimmung zwischen Netz Burgenland und APG aus dem NEP zurückgezogen und ist somit nicht mehr Teil des NEP 2023. Für die Netzeinbindung der weiteren Erneuerbaren im Nord-Burgenland werden stattdessen die Projekte 23-3 und 23-16 entwickelt und in den Netzentwicklungsplan 2023 aufgenommen.

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 enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und kostenintensiven Engpassmanagement. 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 Übertragungsnetz von APG

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.

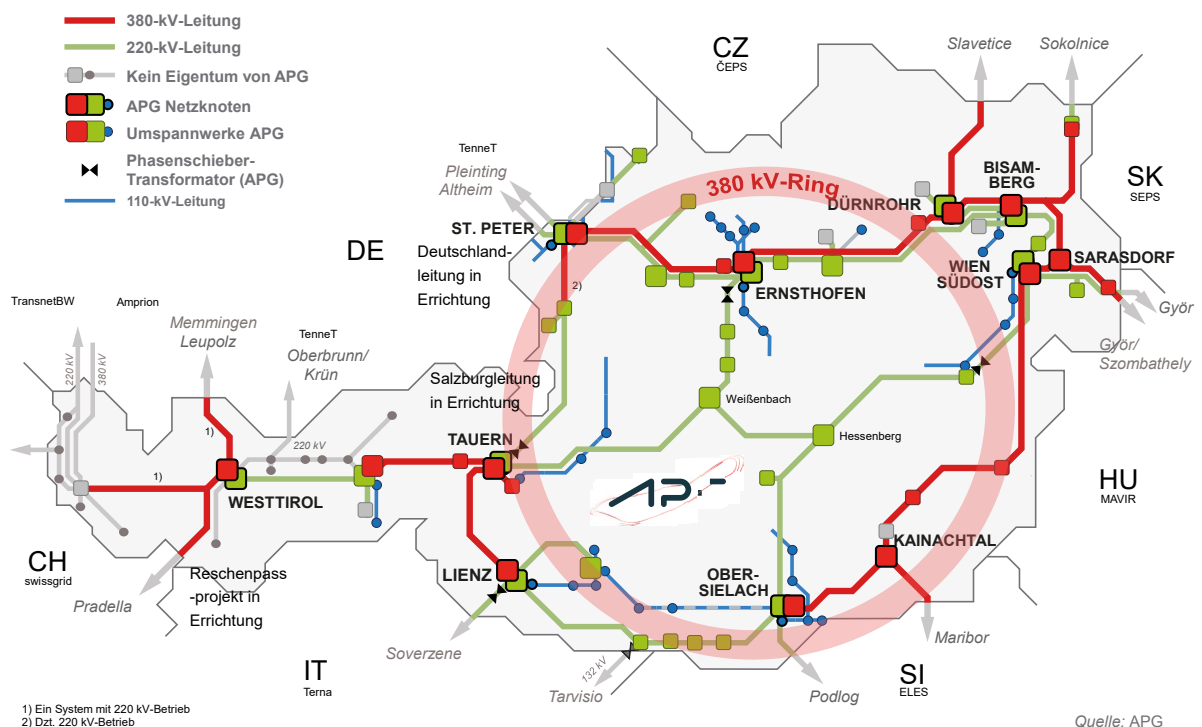


Abbildung 2: Das österreichische Übertragungsnetz

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 – betrieben. Das Übertragungsnetz der APG ist 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.

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 weitere Steigerungen durch zunehmende Anwendungen (z.B. E-Mobilität, Wärmepumpen, Datencenter etc.) und Übergang auf strombasierte Prozesse z.B. der (Groß-)Industrie und bei Gewerbe zu erwarten. Auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom wird den Stromverbrauch zukünftig insgesamt erhöhen.

2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger (Einspeiseleistung vs. „erzeugte“ Energie)

Aufgrund der nicht ständigen Verfügbarkeit der „neuen“ EE (v.a. PV, Windkraft und Wasserkraft) ist für das Erreichen eines bestimmten Anteils am Endenergieverbrauch ein entsprechend hoher Anteil an (installierter) EE-Leistung nötig. Um dies zu illustrieren zeigt Abbildung 3 im linken Diagramm die Dauerlinien (d.h. die sortierten **Erzeugungsleistungen** eines Jahres) eines Windparks im Vergleich zu einem Donaukraftwerk mit dem Ziel über ein Jahr gesehen dieselbe Menge an **elektrischer Energie** zu erzeugen (vgl. rechtes Diagramm „Regelarbeitsvermögen“; entspricht der Fläche unter den Leistungs-Dauerlinien).

Während das Laufwasserkraftwerk an der Donau über 5.400 Volllaststunden pro Jahr erreicht, betragen diese für den betrachteten Windpark nur rd. 2.000 Stunden pro Jahr². Demnach ist für die selbe im Jahr erzeugte Energiemenge in etwa die dreifache installierte Anlagenleistung für den Windpark erforderlich und diese muss jederzeit in das Netz eingespeist werden können. Daher sind für die Auslegung der elektrischen Netze und damit auch des Übertragungsnetzes ausschließlich **Leistungsbetrachtungen** maßgeblich, und nicht (transportierte) Energiemengen.

² Das Winddargebot ist abhängig von Wetterjahr und Standort, es können auch höhere Werte erreicht werden.

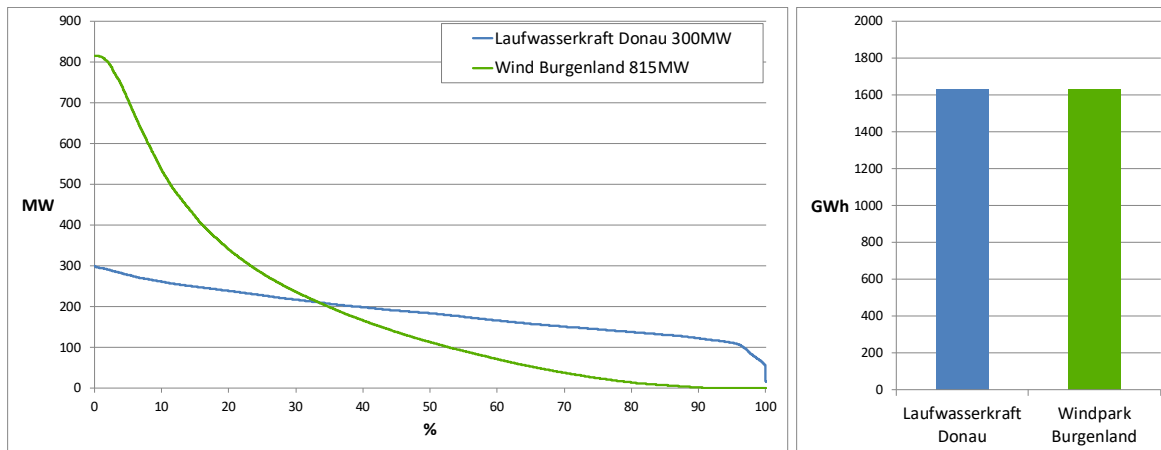


Abbildung 3: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie (Leistung) und Regelarbeitsvermögen (Energie)

Die Dynamik des EE-Ausbaus ist zudem sehr progressiv. Z.B. wurde die Windkraft in Europa von 41 GW in 2005 auf 255 GW in 2022 ausgebaut (vgl. Wind Energy in Europe 2022, Wind Europe). Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der PV vor, hier wurden im Jahr 2022 in der EU 41 GW auf eine kumulierte installierte Leistung von insgesamt 209 GW zugebaut (vgl. EU Market Outlook for Solar Power, 2022–2026, Solar Power Europe).

2.4 Weitere energiewirtschaftliche Einflussfaktoren

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

- **Energiepolitische Herausforderungen**

Energie- und Klimaschutzziele sowie regulatorische und gesetzliche Vorgaben der EU, Förderung von Energieeffizienz, Diversifizierungsstrategien hinsichtlich Primärenergieträgern sowie zur Reduktion der Importabhängigkeit (z.B. bei Erdgas), Ausstieg aus der Kernenergie und Kohlestrom-Erzeugung in DE (vgl. Beschlüsse in mehreren europäischen Ländern), nationale Energiestrategien, Forcierung des Flexibilitätsmarktes etc.

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

In den letzten Jahren kam es in Europa zu einem massiven Ausbau der Erneuerbaren. Im Jahr 2022 wurden z.B. in der EU rd. 41 GW auf eine Leistung von insgesamt 209 GW Photovoltaik zugebaut. Zudem wurde eine insgesamt installierte Leistung von 255 GW Windkraftanlagen in der EU erreicht.

- **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, 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 Strom-basierte Anwendungen, E-Mobilität und im Haushaltsbereich (z.B. Wärmepumpen).

- **Aufbringungsseite national**

Veränderungen des Kraftwerksparks (v.a. neue Windparks, PV und Erneuerbare, vgl. EAG; neue Pumpspeicher versus Konservierung und Stilllegung von thermischen Kraftwerken), Entwicklung der Primärenergie-, Strom- und CO₂-Preise, marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz etc.

- **Aktuelle und zukünftige Entwicklungen und Technologien**

Energiespeicher, Speicherentwicklungen (inkl. Batterien), nötige Flexibilitäten und Flexibilitätsmarkt inkl. TSO-DSO-Kooperationen, Sektorenkopplungen, Blindleistungs-Management, E-Mobilität etc.

2.5 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 auch an einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung gemessen, welche in der aktuellen Transitionsphase nur mittels gesichert verfügbarer flexibler Kraftwerke sowie Verbraucher (Lasten) zur Beseitigung von Netzengpässen gewährleistet werden kann. Der konkrete Bedarf an 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 mittlerweile 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) sowie die dafür notwendigen Maßnahmen und Prozesse sind nicht ausreichend aufeinander abgestimmt. Insbesondere der dringend erforderliche Netzausbau ist in der Umsetzung weitaus zeitintensiver und daher insgesamt verzögert (Bsp. Salzburgleitung) – dem gegenüber schreitet der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen rasant voran.

Zudem haben sich die thermischen Kraftwerke 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 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 nur mehr durch Engpassmanagement („Redispatch“) bewerkstelligt werden. Um die kurzfristige Verfügbarkeit von Leistung 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 gelöst 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 (2017 bis 2022) waren der Einsatz von Redispatch bzw. von Netzreserveleistung an bis zu 300 Tagen pro Jahr erforderlich (!)**
- Die damit verbundenen Kosten betrugen in den letzten Jahren (2017 bis 2022) zwischen 92 MEUR und 149 MEUR. Diese Kosten sind Teil der Netzkosten der APG und von den Netzkunden über die Netztarife 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 klar festgelegter Fristen umzusetzen sind. Hervorzuheben sind hierbei vor allem die Guidelines CACM (Capacity Allocation & Congestion Management) sowie FCA (Forward Capacity Allocation).

Die europäischen Vorgaben reichen von einer stärkeren Harmonisierung bei der langfristigen Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten bis hin zu einer effizienten Bewirtschaftung gekoppelter Day-Ahead- und Intraday-Märkte. Anstatt wie in der Vergangenheit getrennt voneinander, werden Übertragungskapazitäten und elektrische Energie entsprechend den europäischen Vorgaben gemeinsam nun in einem Schritt gehandelt und dadurch die europäischen Märkte gekoppelt („Market Coupling“). Durch diese „implizite“ Vergabe über die Strombörsen soll eine möglichst effiziente Nutzung grenzüberschreitender Kapazitäten sichergestellt werden.

Die Umsetzung dieser Vorgaben hat bereits mit der Implementierung europäischer Verfahren und Plattformen begonnen, welche mittlerweile alle direkt verbundenen EU-Länder koppeln und stetig sowohl geografisch als auch funktional 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 zusammen mit dem weiter stattfindenden europaweiten Ausbau der EE-Erzeugung führt zu einer steigenden internationalen Handelsaktivität, insbesondere im Kurzfristbereich, also z.B. Intraday bis unmittelbar vor dem

Lieferzeitpunkt. Diese Entwicklungen ziehen höhere 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 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 2023 in der Kapazitätsberechnungsregion Core („CCR Core“) beantragt³. Diese wurde durch E-Control in Koordination mit den maßgeblichen Regulierungsbehörden im europäischen Umfeld genehmigt⁴.

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“⁵ zusammengefasst, welcher von E-Control per Bescheid⁶ 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 Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) – hat daher im Rahmen der Umsetzung der Verordnung 2019/943 Ende 2020 einen **Aktionsplan**⁷ 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 2023 vorgesehene Mindestkapazität beträgt dabei

³ <https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-18322/Beilage%2020RequestforDerogationCore2023.pdf>

⁴ https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+ELBM+04_22+-+Freistellung+APG+CORE+Grenzen+2023+gem.+Art.+16+Abs.+9+ELBM-V+-+Austrian+Power+Grid+AG.pdf/f93b81fb-ffe3-bd3f-3431-91949e16c932?t=1674216809284

⁵ <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Beilage+1+-+Hotspot+Bericht+gem+Art+14+Abs+7+EU-VO.pdf/cc107b19-4ad5-2404-1521-4afe3f268f1f?t=1601447284360>

⁶ https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+ELBM+03_20+Bescheid_Hot+Spot+Bericht+Art.+14_7+final+1v0+20200922.pdf/359d1d42-2441-0da0-63ba-8bd563cca3ef?t=1601447251935

⁷ https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:bb4181fc-41cd-4c96-9f68-26350c69f712/Action_Plan_Austria.pdf

39,0%, jene für 2024 bereits 49,4%. 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 Netzinfrastuktur nehmen insbesondere die Netzausbauprojekte des NEP eine wesentliche Schlüsselrolle ein, um die nötigen Netzkapazitäten zu erhöhen und zur Verfügung zu stellen.**

- **Konsequenzen für den NEP 2023**

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 unbestritten (vgl. v.a. TYNDP von ENTSO-E, etc.).

Aufbauend auf dem NEP 2021 und dem Aktionsplan haben die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber die relevanten Einflüsse geprüft und die aktualisierte Planung der Projekte im NEP 2023 sowie die Netzausbaumaßnahmen darauf abgestellt. Insbesondere und unter Berücksichtigung des kurzen verfügbaren Zeitraumes bis Ende 2025 für die 70%-Vorgabe des CEP wurden weitere nötige Netzausbaumaßnahmen entwickelt – siehe dazu Projekt NEP 21-1 (siehe Abschnitt 4.5.4). Diese wurden mit umfangreichen Analysen mit year-around (Markt-)Simulationsrechnungen und Netzberechnungen von APG entwickelt.

2.6.3 Green Deal der Europäischen Union

Der Green Deal der Europäischen Union wurde im Dezember 2019 veröffentlicht mit dem Ziel die Klimaneutralität Europas bis 2050 mit nachhaltiger Wirtschaft zu erreichen. Die wichtigsten Maßnahmen sind die Überprüfung der „Klimatauglichkeit“ bestehender EU-Gesetze und deren Überarbeitung, die Ausarbeitung neuer europäischer Rechtsakte unter anderem zur Beschleunigung von Änderungen im Elektrizitätssystem (Ausbau Erneuerbarer Energieträger, Wasserstoffstrategie, Sektorkopplung, Beschleunigung Netzausbau, etc.) sowie die Bereitstellung finanzieller Mittel nachhaltiger Entwicklungen.

Fit für 55

Eine große Initiative zur Umsetzung des Green Deal ist das „Fit für 55“-Paket, ein europäisches Maßnahmenpaket, das die Erreichung der europäischen Klimaziele gewährleisten und die CO₂-Emissionen bis 2030 um 55% - im Vergleich zu den Emissionen aus 1990 – reduzieren soll. Das Paket wurde im Juli 2021 veröffentlicht und umfasst verschiedene legislative Maßnahmen (Revisionen bestehender bzw. neue Gesetze). Für den Netzausbau besonders relevant ist die Revision der Richtlinie für Erneuerbare Energie. Aber auch die Überarbeitung der Energieeffizienz-Richtlinie,

sowie die Verordnung für den Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe ist für Netzentwicklung von Relevanz. Für den Großteil der Rechtsakte des „Fit für 55“ konnte entweder bereits eine politische Einigung erzielt werden oder sie wurde bereits formal verabschiedet.

Repower EU

Im Mai 2022 wurde Repower EU von der Europäischen Kommission (EK) vorgestellt. Der Repower EU-Plan basiert auf einer Strategie, die eine Unabhängigkeit der EU von fossilen Brennstoffen (Öl, Kohle und Gas), insbesondere aus Russland, bis zum Jahr 2030 vorsieht. Handlungsschwerpunkte sind die Diversifizierung und Sicherung einer leistbaren Energieversorgung, Energieeinsparung und Investitionen in erneuerbare Energien. Repower EU führte nochmals zu einer Anhebung der Energieeffizienzziele und der Ausbauziele für Erneuerbare Energieträger inklusive schnelleren Genehmigungsverfahren (im Vergleich zum „Fit für 55“-Paket). Außerdem wurde in diesem Rahmen eine Reform des EU-Energiebinnenmarkts auf den Weg gebracht.

EU Notfallverordnungen

Im Herbst 2022 wurden darüber hinaus Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise eingeleitet. In Folge traten bis Ende des Jahres drei Ratsverordnungen, sogenannte Notfallverordnungen, in Kraft:

- Ratsverordnung über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise
- Ratsverordnung zur Stärkung der Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasversorgung
- Ratsverordnung zur Festlegung eines Rahmens für den beschleunigten Einsatz erneuerbarer Energien

Die Ratsverordnung zur Festlegung eines Rahmens für den beschleunigten Einsatz erneuerbarer Energien schreibt überwiegendes öffentliches Interesse für EE-Projekte fest und ermöglicht vereinfachte Genehmigungsprüfung für EE-Projekte inklusive der Netzinfrastuktur.

Umfassende Reform des EU-Strommarkts

Etwa zeitgleich mit Repower EU wurde im Frühjahr 2022 von der EK aufgrund der hohen Strompreise auch eine umfassendere „Strommarktreform“ angekündigt. Nach Beschluss der diversen Notfallverordnungen wurde im Herbst 2022 konkretisiert, dass im ersten Schritt Weiterentwicklungen des europäischen Strommarktdesigns noch vor dem Winter 2023/2024 im Rahmen eines ordentlichen EU-Gesetzgebungsverfahrens beschlossen werden sollen. Im März 2023 wurde dazu ein Verordnungsvorschlag von der Europäischen Kommission vorgelegt. Die allgemeine Stoßrichtung ist, den Ausbau der Erneuerbaren weiter zu beschleunigen, indem die langfristige Investitionssicherheit durch effiziente öffentliche Fördermechanismen für Erneuerbare und der Förderung von Langfristverträgen verbessert wird. Auch das Potential von Flexibilitäten und Speichern soll besser ausgeschöpft werden. Zuletzt spielt auch der bessere Schutz von Konsumenten vor hohen und volatilen Preisen eine wichtige Rolle.

Die Verordnung soll im Herbst 2023 beschlossen werden. APG hat sich mit ENTSO-E unter anderem dafür ausgesprochen, den Netzausbau bei dieser Verordnung jedenfalls noch stärker mitzuberücksichtigen, da der verstärkte EE-Ausbau allein, ohne die notwendigen Transport- und Netzkapazitäten, nicht zielführend ist (!).

Strom-Stresstest der APG

Unabhängig von den Notfallverordnungen der EU hat APG im Herbst 2022 einen „Strom-Stresstest“ zur Versorgungssicherheit durchgeführt. In dieser Sonderanalyse wurde die Lastdeckungssituation für den Winter 2022/23 unter Berücksichtigung bestehender Netzkapazitäten sowie verschärften äußeren Bedingungen untersucht. Anlass dafür war die angespannte Lage an den Strom- und Energiemärkten, verursacht durch den Krieg in der Ukraine, die besondere Trockenheit im vorangegangenen Sommer, die drohende teilweise Nichtverfügbarkeit französischer Atomkraftwerke in den folgenden Monaten, mögliche Erzeugungseinbußen bei Gas- und Kohlekraftwerken sowie die Strom-Importabhängigkeit Österreichs in den Wintermonaten.

Insgesamt konnte die energiewirtschaftliche Gesamtsituation für den Winter 2022/23 aus APG-Sicht als herausfordernd bezeichnet werden. Aufgrund der getroffenen Präventivmaßnahmen (u.a. zwischenzeitlich gefüllte Gasspeicher in Österreich, gesetzliche Netzreserve, etc.) war Österreich gut vorbereitet und es wurde kein erhöhtes Blackout-Risiko festgestellt.

2.7 Forschung und Innovation bei APG

Die Energiewende stellt APG vor zahlreiche Herausforderungen, denen sie durch Forschung und Innovation begegnet. Durch die Entwicklung und Umsetzung innovativer Technologien und Konzepte ist es APG möglich, die Effizienz des Netzbetriebs zu steigern, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Integration erneuerbarer Energien zu erleichtern. Somit tragen Forschungs- und Innovationsaktivitäten der APG dazu bei, das Stromnetz zukunftsfähig und nachhaltig zu gestalten. Um die Breite der Themen, mit denen sich die APG beschäftigt zu unterstreichen, werden drei Forschungsprojekte vorgestellt. Weitere Informationen zu Forschungsprojekten bei APG finden sich auf unserer Homepage unter <https://www.apg.at/ueber-uns/die-apg/forschung-innovation/>.

Pilotprojekt Karbonfaserseile

Das Pilotprojekt „Karbonfaserseile“ untersucht die Möglichkeit, die thermische Belastbarkeit und Stromtragfähigkeit von Leiterseilen durch den Einsatz von Seilen mit Karbonfaserkernen (statt der konventionellen Stahl-Seilkernen) zu erhöhen. Bei Einsatz des Verbundwerkstoffes Karbon treten geringere Seildurchhänge im Vergleich zu konventionellen Stahl-Seilkernen auf (bei vergleichbaren thermischen Beanspruchungen). Mit einem „Proof of Concept“ werden Versuche durchgeführt, um Fragen hinsichtlich Montage und Instandhaltung von Karbonfaserseilen zu klären und eine Entscheidungsbasis für mögliche Anwendungsfälle zu schaffen. Bei positivem Ausgang der Untersuchung mit einer 220-kV-Testbeseilung (geplant für November 2023) bieten Karbonfaserseile mögliche Steigerungen der Stromtragfähigkeiten und für die (n-1)-Sicherheitsreserven. Dadurch wird die Netzintegration der erneuerbaren Energien unterstützt.

Cross Sensor Platform for Lifecycle-Monitoring Of Transformers (X-Aminor)

Um Betriebsunterbrechungen von Transformatoren zu reduzieren, werden Abweichungen vom Soll-Betriebszustand genau überwacht. Hierfür wird eine mobile Multi-Sensorenplattform mit akustischen, visuellen und thermischen Sensoren entwickelt, die Mess- und Prüfaufgaben sowie Diagnostik durchführen kann. Durch die Nutzung von intelligenter Datenauswertung wird eine vorausschauende Instandhaltung der Transformatoren ermöglicht. Das Projekt wird von FFG gefördert und trägt zu einem verbesserten Transformator-Monitoring und höherer Versorgungssicherheit bei – Ausfälle von Transformatoren sollen so weitgehend verhindert werden.

Geomagnetically Induced Currents - Impact on Assets and Network Infrastructure (GIANT)

Von Sonnenstürmen verursachte Gleichströme stellen eine Gefahr für das Übertragungsnetz dar. Im Projekt „GIANT“ wurde gemeinsam mit der TU Graz ein Messgerät entwickelt, das diese Gleichströme automatisch misst ohne den Betrieb einzuschränken. Neben der Erhöhung der Betriebssicherheit ermöglicht es die Erweiterung des in Mitteleuropa einzigartigen „Sonnenwind“-Messnetzwerkes. Das Forschungsprojekt wurde 2022 mit dem TÜV-Wissenschaftspreis ausgezeichnet. Weiterführende Informationen dazu: <https://www.youtube.com/watch?v=eZiEsTNSp3c>

3. Strategische Netzentwicklung der APG

Aufgrund der Notwendigkeit einer strategischen langfristigen Netzausbauplanung über den 10 Jahres-Zeithorizont des Netzentwicklungsplans hinaus sowie zu den Szenarien der Klimaneutralität wurde APG-intern der Prozess der Strategischen Netzentwicklung (kurz: SNE) implementiert. Die aktuellen Planungsprozesse und Instrumente der APG wie der NEP, der TYNDP und die regionalen Netzentwicklungspläne wurden dazu in ihrem Zeithorizont, Detailtiefe oder Umfang weiterentwickelt.

Die europäischen und nationalen Energie- und Klimapläne sowie Langfristszenarien des TYNDP werden dabei ebenfalls berücksichtigt. Grundsätzlich ist auch nach 2030 von keinem Rückgang der Wachstumsraten im elektrischen Energiesystem auszugehen (v.a. durch Verlagerungen in den Stromsektor, Industrie, E-Mobilität). Das elektrische Übertragungsnetz Österreichs sieht sich in der Zeitperiode von 2030 bis 2040 den mit Abstand größten Herausforderungen und Umbrüchen gegenüber. Dazu gehören Steigerungsraten von mehreren 100% der zu transportierende Energie, der Leistungsspitzen der EE und der Elektrifizierung der energieintensiven Sektoren Industrie, Wärme und Mobilität. Hinzu kommt die Frage der Versorgungssicherheit und Resilienz durch die veränderten Bedingungen am Weg zur geplanten Klimaneutralität – die Ausgangslage ist herausfordernd. Dies zeigt sich bereits mit den heutigen EE-Einspeiseleistungen durch den intensiven Einsatz von Redispatch, der Notwendigkeit von Netzreserveleistung und den bedingten und eingeschränkten Möglichkeiten des Netzzugangs bei neuen Netzzugangsanfragen.

Um die Funktionalität eines möglichst klimaneutralen Energiesystems zu erreichen und weiterhin ein robustes und sicheres Elektrizitätssystem zu betreiben, wurde der SNE-Prozess bei APG intern innerhalb der letzten zwei Jahre weiterentwickelt und forciert betrieben. Aufgrund der langwierigen Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsabläufe bei Leitungsgroßprojekten ist eine darauf ausgerichtete Netz- und Systementwicklung unabdingbar.

3.1 Weitere Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes (Kap. 5.1 aus NEP 2021)

Bereits im NEP 2021 wurde im Kapitel 5.1 auf die weitere nötige Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes im Zusammenhang mit v.a. Zielsetzungen bis 2030 (EE-Ausbau bis 2030, EAG etc.) hingewiesen (im Folgenden hier wiedergegeben, teilweise gekürzt bzw. minimal aktualisiert):

Mit der Einspeisung zusätzlicher EE-Leistungen und von lokalen/regionalen Überschussleistungen von mehreren GW durch das EAG und darüber hinaus steigt jedenfalls der Bedarf an Transportkapazitäten im APG-Übertragungsnetz, weshalb zusätzliche Leitungsprojekte zu entwickeln sind. Aus den (bereits) in 2020/2021 durchgeführten Simulationen und Netzberechnungen sowie Überlegungen zur Netzentwicklung bei APG, sowie begleitend zum TYNDP-Prozess 2022, zeigt sich insbesondere – neben den NEP-2021-Leitungsprojekten – vorrangig folgender Bedarf an nötigen höheren Transportkapazitäten:

- **Raum Österreich-Ost** zur weiteren Netzintegration der Windkraftleistungen und PV sowie Verbindungen zu den Ballungsräumen und Lastzentren, dies betrifft v.a. „alte“ 220-kV-Leitungen aus den 1960er-Jahren:
 - Leitung Neusiedl (Zurndorf) – Wien SO – Bisamberg
 - Leitung Wien SO – Ternitz – Hessenberg / Leoben
- **Steigerungen der Transportkapazitäten vorrangig in Ost ↔ West-Richtung in Österreich** zur leistungsfähigen Verbindung der EE-Regionen mit den Lastzentren, Industriestandorten und den Pump-Speicherkraftwerken
- **sowie an einzelnen Nord-Süd-Leitungen**

Aus den netzplanerischen Untersuchungen und den energiewirtschaftlichen Entwicklungen leiten sich weitere Engpässe im APG-Netz ab. Diesen gilt es durch Modernisierungen bzw. Ertüchtigungen sowie neuen Leitungsverbindungen rechtzeitig entgegenzuwirken. Unter Heranziehung der zusätzlich nötigen EE-Leistungen von 18 GW für die Ziele des EAG 2030 bzw. weiterführend für eine Klimaneutralität (über die Sektoren inkl. Industrie) bis 2040 wird verstärkt die Entwicklung von weiteren 380-kV-Verbindungen im APG-Netz notwendig werden. Es sind umfangreiche Ausbauten und Erneuerungen in den Übertragungs- und Verteilernetzen zu tätigen, um die Systemintegration von mehreren Dutzend GW an EE-Leistungen zu bewältigen.

3.2 Zusätzlicher und zukünftiger Transportbedarf 2033+

Für eine gesamthafte EE-Systemintegration und für eine Klimaneutralität über die Sektoren sind neben zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen weiters Speicher- und Flexibilitätsoptionen, Sektorenkopplungen und innovative technologische Lösungen nötig. Der **ÖNIP** wird den Abgleich mit weiteren Analysen zu den Erfordernissen an die Energieinfrastrukturen und über die Sektoren sicherstellen sowie **insbesondere im Elektrizitätsbereich Maßnahmen zum Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur umfassen** (vgl. § 94 Abs. 3 letzter Satz EAG).

APG wird aufbauend auf dem finalen ÖNIP weiterführende Untersuchungen durchführen und Leitungsprojekte entwickeln sowie eine Aufnahme von weiteren Netzprojekten in den nächsten Netzentwicklungsplan bzw. eine Aktualisierung des NEP 2023 prüfen. Es werden aus Sicht von APG insbesondere Erhöhungen der Transportkapazitäten an folgenden Netzverbindungen zu analysieren sein:

- Westtirol – Zell/Ziller
- St. Peter – Dürnrohr
- Wien Südost – Hessenberg – Obersielach
- Bisamberg – Zaya
- Obersielach – Podlog (SI)

4. Projekte im Netzentwicklungsplan 2023

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan (NEP) 2023 werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte entsprechend den in Kapitel 1.3.4 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 23-xx)**, die mit dem NEP 2023 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 4.10.

4.1 Allgemeines

4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen

In nachstehender Tabelle 2 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 <u>Eigenleistungen</u>, 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, Netzkooperations-/Netzzugangsvertrag) <i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></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: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></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

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. Kapitel 7) – Verzögerungen bis hin zu **Verschiebung einzelner Projekte** um beispielsweise ein (bis zwei) Jahr(e) können aber nicht ausgeschlossen werden.

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.

APG plant umfangreiche Erneuerungen und Investitionen in bestehende Umspannwerke und Leitungen als Betriebsinvestitionen. Überlegungen zu Verstärkungen 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

- Seiltausch bei Leitungen mit teilweise Einsatz von modernen Seilen (z.B. TAL-Seile) bzw. Generalsanierungen/-erneuerungen von Leitungen
- Ertüchtigungen und Generalerneuerungen von v.a. 110-kV- und 220-kV-Schaltanlagen (v.a. zur Ertüchtigung der Kurzschlussfestigkeit und Nennströme) sowie zunehmend bereits auch von 380-kV-Schaltanlagen
- Altersbedingter Tausch von Transformatoren
- Erneuerungen der Sekundärtechnik und UW-Infrastruktur (inkl. Eigenbedarf usw.)

4.2.1 Betriebsinvestitionen für Leitungen

Neben den in Tabelle 3 bis Tabelle 5 angeführten Generalerneuerungen (mit eigenen NEP-Nummern) sind folgende Betriebsinvestitionen an 110-kV-Leitungen in den nächsten Jahren vorgesehen:

- a) 110-kV-Ltg. Wien Südost – Ebenfurth – Ternitz
- b) 110-kV-Ltg. Ternitz – Landesgrenze Steiermark
- c) 110-kV-Ltg. St. Peter – Staatsgrenze DE/Eggfing – Passau/Ingling
- d) 110-kV-Ltg. Kaprun – Schwarzach (im Abschnitt „Högmoo“, ca. 5 km)

4.2.2 Umsetzung Thermal Rating-Betrieb (TR-Betrieb / WAFB)

Auf folgenden Leitungen ist mit Stand Mitte 2023 ein Thermal Rating bzw. Dynamic Rating (neuer Begriff: WAFB – witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb) zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Betriebsreserven aktiv:

- 1) 220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen
- 2) 220-kV-Leitung Tauern – Weißenbach
- 3) 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg
- 4) 220-kV-Leitung Ernsthofen – Bisamberg
- 5) 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller
- 6) 220-kV-Leitung Hessenberg – Obersielach

Bis Ende 2025 sind weitere Leitungen für die Umsetzung eines WAFB vorgesehen, zum Beispiel:

- 220-kV-Leitungen St. Peter – Deutschland
- 220-kV-Leitung Lienz – Villach Süd – Obersielach
- 380-kV-Leitung Dürnrohr – Bisamberg

4.2.3 Verstärkungen des Bestandsnetzes

APG entwickelt Maßnahmen, um die Leistungsfähigkeit von bestehenden Betriebsmitteln zu erhöhen. Dazu können z.B. Einschränkungen an Einzelementen, 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: Erhöhung des Nennstromes der Leitung und Verstärkung von Schaltfeldern; StWG-Verfahren dazu laufend
- 380-kV-Leitung Tauern – Zell/Ziller, Verstärkung von Schaltfeldern
- UW Westtirol: mögliche 380-kV-Spannungsumstellung Westtirol – Bürs (System 421), aktuell in Untersuchung mit Netzpartnern
- TR-Betrieb (WAFB) / Komponententausche an weiteren APG-Betriebsmitteln
- Möglicher Einsatz von TAL-Beseilungen (oder Seilen mit Karbonkern; vgl. Abschnitt 2.7) auf weiteren APG-Leitungen

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.

4.2.4 Betriebsinvestitionen für Umspannwerke/Schaltanlagen

Neben den in Tabelle 3 bis Tabelle 5 als eigene NEP-Projekte angeführten (großen) Generalerneuerungen sind folgende Betriebsinvestitionen von Schaltanlagen und Umspannwerken in den nächsten Jahren vorgesehen:

- a) Neusiedl 220 kV (Teil-Sanierung), in Umsetzung
- b) Wien West 110 kV, in Umsetzung
- c) Ranshofen 110 kV, in Umsetzung
- d) Großraming 110 kV, Konzeptplanung gestartet
- e) Feistritz und Rosegg 220 kV, in Untersuchung
- f) Hessenberg 220 kV
- g) Hausruck 220 kV
- h) Ternitz 220 kV
- i) Bisamberg 380 kV
- j) Dürnrohr 220 kV
- k) St. Andrä 110 kV
- l) Wien Südost 110 kV

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“⁸ eine 3-Jahresplanung und internationale Abstimmung von relevanten Nichtverfügbarkeiten (Abschaltungen) zu führen ist. Dabei müssen bereits in der Vorprojektphase umfangreiche Detailplanungen für die Projektumsetzung angestellt und die benötigten Abschaltungen drei Jahre im Voraus detailliert 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, 2. Absatz).

4.3 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2023

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2023 (NEP-Projekt-Tabelle, inkl. den von APG geplanten Inbetriebnahmen und graphische Darstellungen), wobei sich das Gesamt-Investitionsportfolio der APG aus den Betriebsinvestitionen und Verstärkungen im Bestandsnetz (vgl. 4.2) und den Erweiterungsinvestitionen zusammensetzt. Die im Zeitraum 2024 - 2026 geplanten und genehmigten Netzprojekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar (im 3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2027 bis 2033 wird ein Ausblick über die weiteren Netzausbauprojekte – entsprechend dem aktuellen Planungsstand – 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.

⁸ 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 2033 (vgl. unten Tabelle 3 und v.a. Tabelle 4: Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber) schieben sich die IBN von neu angefragten Netzan schlüssen (v.a. green field UW) bereits an den Anfang der nächsten Dekade bzw. nach 2030. Demnach werden von APG **wenn möglich Ausbauten von bestehenden Umspannwerken mit z.B. zusätzlichen Transformatoren forciert**, die schneller und Ressourcen-schonender umsetzbar sind als „green field“-Umspannwerksprojekte.

Aufgrund neuer Zonierungspläne für Erneuerbare einiger Bundesländer, dem geplanten Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz und die im Regierungsübereinkommen 2020-2024⁹ beschlossene Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 wird eine weitere Beschleunigung beim EE-Ausbau erwartet. Demzufolge wurde **ein weiterer Bedarf an Übergabestellen und EE-Einspeisepunkten** von den 110-kV-Verteilernetzbetreibern an APG gemeldet (vgl. unten Tabelle 4; VNB-Anspeisungen, Umspannwerke). APG ist bemüht diese Kundenwünsche zu bedienen, allerdings stellt das nun erreichte Ausmaß umfangreiche Herausforderungen dar und weitere Projekte werden erst ab 2030ff möglich sein.

Weiters ist festzuhalten, dass die in das APG-Netz eingespeisten zusätzlichen EE-Leistungen auch **entsprechende Übertragungskapazitäten (Leitungskapazitäten!) im APG-Netz benötigen (siehe auch Kapitel 3).**

⁹ <https://www.bundestkanzleramt.gv.at/dam/jcr:c1dab58e-2a6c-4c18-a6b8-866ea49c15e9/Regierungsprogramm-Kurzfassung.pdf>

Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse (380/220 kV) - Netzebene 1	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
23-1	Strategische Flächensicherungen											
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 (NK St. Peter - UW Salzburg)											
14-1	110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) - TINETZ	◇										
21-1 a.)	Lastflusssteuernde Elemente für CEP-70% - Netzraum Donauschiene Ost-West UW Ybbsfeld 220-kV-PST und UW St. Peter 4. Umspanner 380/220 kV		◇	◇								
11-12	Reschenpassprojekt - Staatsgrenze IT Neues UW Nauders 380/220 kV	◇ ◇										
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern			◇								
	Ausbau UW St. Peter 380 kV			◇								
	Ausbau UW Salzburg 380 kV			◇								
	Neues UW Wagenham 380/110 kV			◇								
	Neues UW Pongau 380/220/110 kV			◇								
	Adaptierungen UW Kaprun/Tauern 380 kV			◇								
	Demontagen (220-kV- und 110-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				◇ ◇			◇				
11-7	380-kV-Deutschlandleitung St. Peter - Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar) Ausbau UW St. Peter 380 kV Demontagen 220-kV(-Leitungen)					◇ ◇						
	Cluster Netzraum Tirol / UW Westtirol											
	11-9	UW Westtirol: Errichtung 2. Umspanner 380/220-kV u. Ausbau/Verstärkung 380-kV-Anlage						◇				
21-1 b.)	UW Westtirol: Errichtung 3. Umspanner 380/220 kV						◇					
19-7	UW Westtirol: Generalerneuerung 220-kV-Anlage									◇		
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell/Ziller (Netzraum Tirol)								◇			
13-2	UW Westtirol: 380-kV-Spannungsumstellung Westtirol - Memmingen (System 411)								◇			
Cluster AT-Zentral / Steiermark												
23-2	220-kV-Leitung Hessenberg - Leoben Ausbau UW Hessenberg 220 kV				◇ ◇							
	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf - Weißenbach						◇					
19-4	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach - Hessenberg								◇			
19-3	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze IT (Soverzene) Ausbau UW Lienz 220kV (Schaltanlage und Phasenschiebertransformatoren)								◇ ◇			
	Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)											◇
23-3	Netzraum Burgenland Nord - Sarasdorf / Großraum südöstlich Wien										◇	
23-4	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Bisamberg - Wien Südost											◇

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 2023

Nr.	UW-Projekte 380/220 kV (Ausbau und Generalerneuerung) - Netzebene 1	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
14-2	Neues 220-kV-SW Weibern	◇										
19-6	UW Ernsthofen: Generalerneuerung 220-kV-Anlage							◇				
23-5	UW Sarasdorf: Kurzschlussertüchtigung und Ausbau 380-kV-Anlage								◇			
23-6	UW Wien Südost: Generalerneuerung/Ausbau 380-kV-Anlage und Erneuerung							◇				
21-2	Neues 380-kV-SW Seyring						◇					
23-7	Projekt nicht Gegenstand des NEP23											
23-8	UW Zaya: Ausbau 2. 380/220-kV-Umspanner (550 MVA)						◇					
23-9	UW Weißenbach: Generalerneuerung 220-kV-Anlage							◇				
23-10	UW Südburgenland: Generalerneuerung/Ausbau 380-kV-Anlage							◇				
23-11	UW Kainachtal: Generalerneuerung 380-kV-Anlage								◇			
23-12	UW St. Peter: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und Erneuerung Transformatoren									◇		
23-13	UW Wien Südost: Generalerneuerung 220-kV-Anlage und Erneuerung Transformatoren										◇	
Nr.	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber (VNB-Anspeisungen) - NE 1&2	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
20-1	UW Ernsthofen: Ausbau 6. 220/110-kV-Umspanner - Netz OÖ	◇										
21-3	UW Zaya: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner - Netz NÖ		◇									
21-4	UW Wagenham: Ausbau und 2. 380/110-kV-Umspanner - Netz OÖ			◇								
16-4	Neues UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung - TINETZ			◇								
17-2	Neues UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung - Netz OÖ				◇							
19-1	UW Sarasdorf: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner - Netz NÖ				◇							
21-7	Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung - Energienetze Steiermark (VASD)				◇							
12-9	Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung - Energienetze Steiermark					◇						
20-2	Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung - Netz NÖ					◇						
21-8	UW Südburgenland: Trafotausch und Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner - NEB		◇			◇		◇				
23-14	Neues UW Sachsenburg: 110/20-kV-Netzabstützung - Kärnten Netz					◇						
21-14	UW Wien Südost: Ausbau eines 380/110-kV-Umspanners - Wiener Netze						◇					
21-6	Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung - Energienetze Steiermark						◇					
18-5	Neues UW Wien Ost (Deutsch Wagram): 380/110-kV-Netzabstützung - Wiener Netze						◇					
18-4	Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung - Netz OÖ							◇				
18-2	UW Ybbsfeld: Ausbau 110-kV-Netzabstützung - Netz NÖ							◇				
21-10	Neues UW Mattersburg: 380/110-kV-Netzabstützung - Netz Burgenland							◇				
21-9	Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung - Netz NÖ								◇			
21-11	Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung - Wiener Netze									◇		
23-15	UW Ranshofen: Ausbau 110-kV-Netzabstützung - Netz OÖ (AMAG)									◇		
23-16	Neues UW Parndorf: 380/110-kV-Netzabstützung - Netz Burgenland										◇	
23-17	UW Oststeiermark: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner - Energienetze Steiermark										◇	
23-18	Neues UW Lavanttal: 220/110-kV-Netzabstützung - Kärnten Netz											◇

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 2023

Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Kunden	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
14-5	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck (Netzverstärkung)				◇							
21-12	Umstrukturierung 110-kV-Netzbereich UW Malta / Reißbeck - VHP			◇								
21-13	UW Kaprun: 380-kV-Netzanschluss PSP-KW Limberg 3 - VHP			◇								
14-4	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe - Netzanschluss Windkraft						◇					
11-24	Neues SW Molln: 220-kV-Netzanschluss - Energiespeicher Bernegger							◇				
23-19	UW Wien Südost: Ausbau 380-kV-Netzanschluss - OMV							◇				
23-20	Neues UW Würmlach: Netzanschluss Merchantline Würmlach - Somplago (IT) - AAE							◇				
23-21	Neues UW Prutz: 380/220-kV-Netzanschluss - TINETZ										◇	

Tabelle 5: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 3); 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 2023**

4.4 Detailbeschreibung der Projekte des Netzentwicklungsplans 2023

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 4.9.23 dargestellten Projekte wurden teilweise bereits von ECA durch die entsprechenden Bescheide zu den Netzentwicklungsplänen genehmigt (ersichtlich an der jeweiligen Projektnummer):

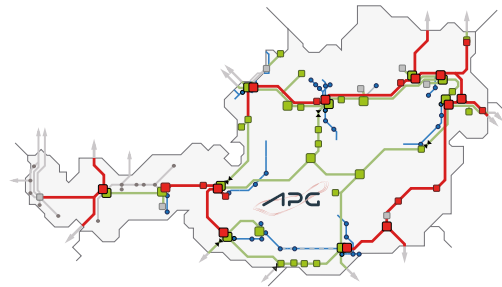
- NEP 2011; Bescheid am 16.12.2011
- NEP 2012; Bescheid am 29.11.2012
- NEP 2013; Bescheid am 02.12.2013
- NEP 2014; Bescheid am 27.11.2014
- NEP 2015; Bescheid am 27.11.2015
- NEP 2016; Bescheid am 23.11.2016
- NEP 2017; Bescheid am 15.11.2017
- NEP 2018; Bescheid am 15.11.2018
- NEP 2019; Bescheid am 22.11.2019
- NEP 2020; Bescheid am 19.11.2020
- NEP 2021; Bescheid am 11.11.2021

Weiters finden sich in den folgenden Kapiteln auch die neuen Projekte des Netzentwicklungsplans 2023 der APG, welche mit diesem bei der Regulierungsbehörde E-Control zur Genehmigung eingereicht werden (die neuen Projekte des NEP 2023 sind an den Projektnummern 23-xx erkennbar). Die folgenden Projektinformationen entsprechen dem Planungsstand gemäß der Angabe am Titelblatt des NEP 2023.

4.5 Projekte im Nationalen bzw. Europäischen Interesse

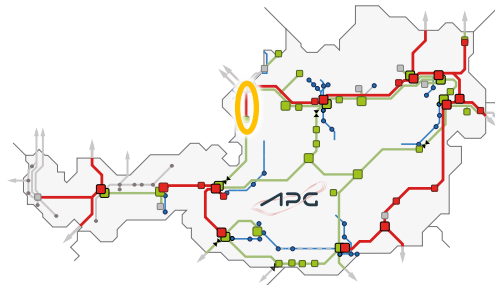
4.5.1 Strategische Flächensicherungen

Projektnummer: 23-1	Netzebene: 1-3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110/220/380 kV	Art: Umspannwerk	laufend
Auslöser und technische Notwendigkeit Für das Gelingen der Energiewende ist der weitere Netzausbau, wie in den einleitenden Kapiteln dargelegt, 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 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.		

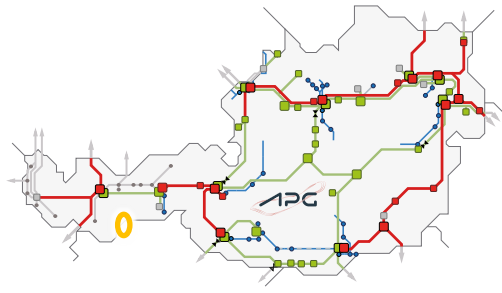


4.5.2 Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg

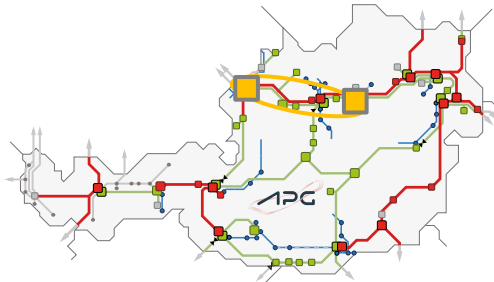
Projektnummer: 12-15	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV (vorerst 220-kV-Betrieb)	Art: UW / Leitungen	IBN: in Betrieb seit 2011
Auslöser und technische Notwendigkeit Der Abschnitt Netzknoten St. Peter – UW Salzburg der 380-kV-Salzburgleitung umfasst eine Leitungslänge von 46 km. Die Freileitung führt 31,5 km durch Oberösterreich und 14,5 km durch Salzburg. Das Projekt wurde mit Bescheiden der Salzburger Landesregierung vom 27.3.2007, 5/06-39.726/362-2007, und der Oberösterreichischen Landesregierung vom 26.3.2007, UR-2006-74/228-St/Ws, in der Fassung des Bescheids des Umweltsenats vom 4.4.2008, US 8A/2007/11-94, nach dem UVP-G 2000 rechtskräftig genehmigt. Der Baubeginn fand im August 2009 statt, die Inbetriebnahme des 220-kV-Betriebes wurde den Behörden Ende Jänner 2011 angezeigt. Die Teilabnahmebescheide der Salzburger Landesregierung vom 12.12.2011, 20401-1/39726/564-2011, sowie der Oberösterreichischen Landesregierung vom 30.11.2011, UR-2006-74/521-St/Ts, schreiben Auflagen vor, welche mit dem Projekt umgesetzt werden müssen. Projektbeschreibung und technische Daten Nachstehend dargestellte Ergänzungen und die damit verbundenen Investitionen sind ein Teil des Gesamtprojektes 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg. Die durchzuführenden Maßnahmen waren entweder von Beginn an geplant oder wurden durch Behördenauflagen zur Vervollständigung des Projektes gefordert. • Kontrolle der Wiederbewaldungs- und Ersatzaufforstungsflächen bis zur Sicherung der Kulturen (Beauftragung einer forstökologischen Bauaufsicht) • Bescheidgemäße 5-Jahres Nachkontrolle der Rekultivierungen, Kontrolle der Befestigungsart der Zufahrtswege und der Bodenverdichtungen (Gutachten inkl. Probenahme und Laboruntersuchungen) • Nachkontrollen an den Anlagenteilen (z.B. Mastfundament-Setzungsmessungen) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Bei den gegenständlichen Maßnahmen handelt es sich um behördliche Auflagen aus den Teilabnahmebescheiden der Salzburger und der oberösterreichischen Landesregierungen, welche für einen dauerhaften Betrieb der Leitung verpflichtend umzusetzen sind.		



4.5.3 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) – TINETZ

Projektnummer: 14-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2023
Auslöser und technische Notwendigkeit Die TINETZ-Tiroler Netze GmbH beabsichtigt gemeinsam mit TERNA die Errichtung einer 110-kV-Verbindungsleitung zwischen dem UW Steinach in Österreich und dem geplanten UW Brenner in Italien. Es ist geplant, die aus historischen Gründen dzt. teilweise unterbrochene Leitungsverbindung wieder zu aktivieren. In erster Linie können mit der geplanten Verbindungsleitung die Versorgungssituation im Wipptal und den entsprechenden Seitentälern sowie die (n-1)-Sicherheit wesentlich verbessert werden. Weiters wird ein Beitrag zur Steigerung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien geleistet.  Projektbeschreibung und technische Daten Die erforderlichen leitungs- und werksseitigen Einrichtungen zur Reaktivierung der 110/132-kV-Leitungsverbindung werden auf österreichischem Staatsgebiet von TINETZ errichtet. APG nimmt die erforderlichen sekundärtechnischen Maßnahmen (z.B. Mess- und Zählwerterfassung etc.) für die Integration der Kuppelleitung in den Netzregler und in die Regelzone APG vor. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Wesentliche Verbesserung der Versorgungssituation im Verteilernetz Wipptal und den entsprechenden Seitentälern sowie der (n-1)-Sicherheit • Erhöhung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien Weitere Projektinformationen • Fertigstellung der Anlagen seitens TINETZ und TERNA ist 2022 erfolgt • IBN nach Freigabe durch Regulierungsbehörde in 2023 vorgesehen		

4.5.4 Lastflussteuernde Elemente für CEP-70% – Netzraum Donauschiene Ost-West

Projektnummer: 21-1 a.)	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbau UWs	Gepl. IBN: 2024 & 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 2023 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 BMK) 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. Da wesentliche Leitungsprojekte – wie insbesondere die sehr wichtige Salzburgleitung – aufgrund maßgeblicher Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren jedoch erst ab 2025 in Betrieb gehen, bleibt die Umsetzung der 70%-Forderung eine große Herausforderung. APG hat daher 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 zukünftigen Handelskapazitäten sind zusätzlich zu den im Aktionsplan festgehaltenen Maßnahmen die folgenden Projekte bis 2025 erforderlich: 1) Mit der Errichtung eines 220-kV-Phasenschiebertransformators (PST mit 600 MVA und Anlagenausbauten) im UW Ybbsfeld kann mittels Lastflussteuerung eine Optimierung der regionalen Leitungsbelastungen sowie eine Reduktion von Engpässen erreicht		

werden. Diese Maßnahme wirkt lastflusstechnisch bis in den Raum der westlichen Donauschiene und den Netzknoten St. Peter (Übergabestelle St. Peter – TenneT/DE) und ist die einzige Möglichkeit einer raschen Realisierung eines lastflussteuernden Elements für den Bereich der „Donauschiene Ost-West“ (geplante IBN Q3/2024). 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).

- 2) Weiters laufen Untersuchungen zur Symmetrierung der Leistungsflüsse auf den Systemen St. Peter – Pleinting (TenneT). Dazu werden (alternativ zur im NEP 2021 dargestellten Lastfluss-Drossel) netztechnische Maßnahmen gemeinsam mit TenneT geprüft und voraussichtlich auf deutscher Seite umgesetzt.
- 3) Unmittelbar nach Errichtung / IBN der Salzburgleitung wird ein 4. 380/220-kV-Umspanner (550 MVA) im UW St. Peter in Betrieb genommen (bis Herbst/Ende 2025), da mit diesem bestimmte netztopologische Schaltungen der vier 220-kV-Leitungssysteme zur TenneT mit dem Ziel einer Reduktion von Engpassmanagement möglich werden.

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 (vgl. NEP 2021 DE-Ltg.: geplante IBN 2026). Die IBN der Deutschlandleitung ist durch Verzögerungen im Genehmigungsverfahren in DE nun für Ende 2027 vorgesehen (vgl. Abschnitt 4.5.8).

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Angesichts der CEP-Vorgaben zur Forcierung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist bis Ende 2025 mit sukzessive 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

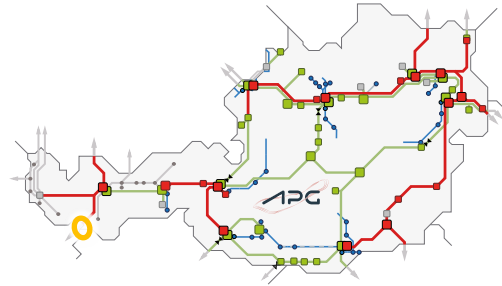
- Die Maßnahmen des NEP-Projektes 21-1 a.) sind in Umsetzung.

4.5.5 Reschenpassprojekt (neues UW Nauders 380/220-kV) – Staatsgrenze IT

Projektnummer: 11-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: neues UW, 220-kV-Verbindung IT	Gepl. IBN: 2023

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die derzeit bestehende Verbindungsleitung der APG zwischen Österreich (Lienz) und Italien (Soverzene) ist den Anforderungen des heutigen europäischen Strommarktes weitaus nicht mehr gewachsen. Die zunehmende Wasserkrafterzeugung in der westlichen Alpenregion Österreichs (vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke), der weitere Ausbau der Windenergie im Norden Europas und die energiewirtschaftlichen Entwicklungen Italiens (inkl. massiven EE-Ausbauten) erfordern höhere Kapazitäten nach Italien. Durch eine neue Verbindung von Nauders nach Glorenza kann eine weitere Kuppelleitung zwischen den Übertragungsnetzen von Terna und APG mit einer zusätzlichen Marktkapazität geschaffen werden.



Im Zusammenhang mit dem Projekt wird für das Verteilernetz von TINETZ eine neue Mittelspannungs-Netzabstützung zur Verbesserung der lokalen Versorgungssicherheit für den Raum Nauders geplant.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Das Projekt von APG umfasst das neue 380/220-kV-Umspannwerk „Nauders“ inkl. Phasenschieber-Transformator und eine 220-kV-Kabelverbindung bis zur Staatsgrenze am Reschenpass bzw. nach IT
- Anbindungspunkt für das Umspannwerk ist die bestehende 380-kV-Leitung Westtirol – Pradella (CH) im Bereich der Staatsgrenze AT/CH/IT
- Auf italienischer Seite erfolgt die Einbindung in das bestehende 220-kV-Netz von Terna im UW Glorenza

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur Versorgungssicherheit bei und kommt den europäischen Interessen zur Marktentwicklung nach. Es ergeben sich durch die zusätzliche Kuppelkapazität zwischen Österreich und Italien positive Effekte auf die verbundenen Strommärkte und die Marktintegration.

Weiters wird mit Realisierung einer Netzabstützung für TINETZ die regionale Versorgungssicherheit im Verteilernetz bedeutend erhöht. Mit dem Reschenpassprojekt kann für den Zeitraum der nötigen Generalerneuerung der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene (vgl. NEP-Projekt 19-3) eine adäquate Marktkapazität nach Italien sichergestellt werden.

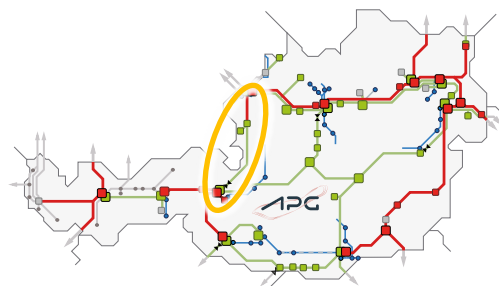
Weitere Projektinformationen

- ENTSO-E TYNDP 2020 Projekt TR 26 (<https://tyndp2022-project-platform.azureweb-sites.net/projectsheets/transmission/26>)
- Die gemeinsame Umsetzung (TERNA & APG) läuft seit 2020 planmäßig
- Siehe auch: <https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-nauders/>
- Errichtung 380/220-kV-UW Nauders (Stand Juni 2023):



4.5.6 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern

Projektnummer: 11-10	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: neue Leitung / UWs	Gepl. 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. Der Engpass auf der bestehenden 220-kV-Leitung wird durch die 380-kV-Salzburgleitung beseitigt. 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 sieht die Errichtung einer zweisystemigen 380-kV-Freileitung zwischen dem Netzknoten St. Peter und dem Netzknoten Tauern vor. In diesen Leitungszug werden mehrere Umspannwerke für die Anspeisung der regionalen Verteilernetze integriert:

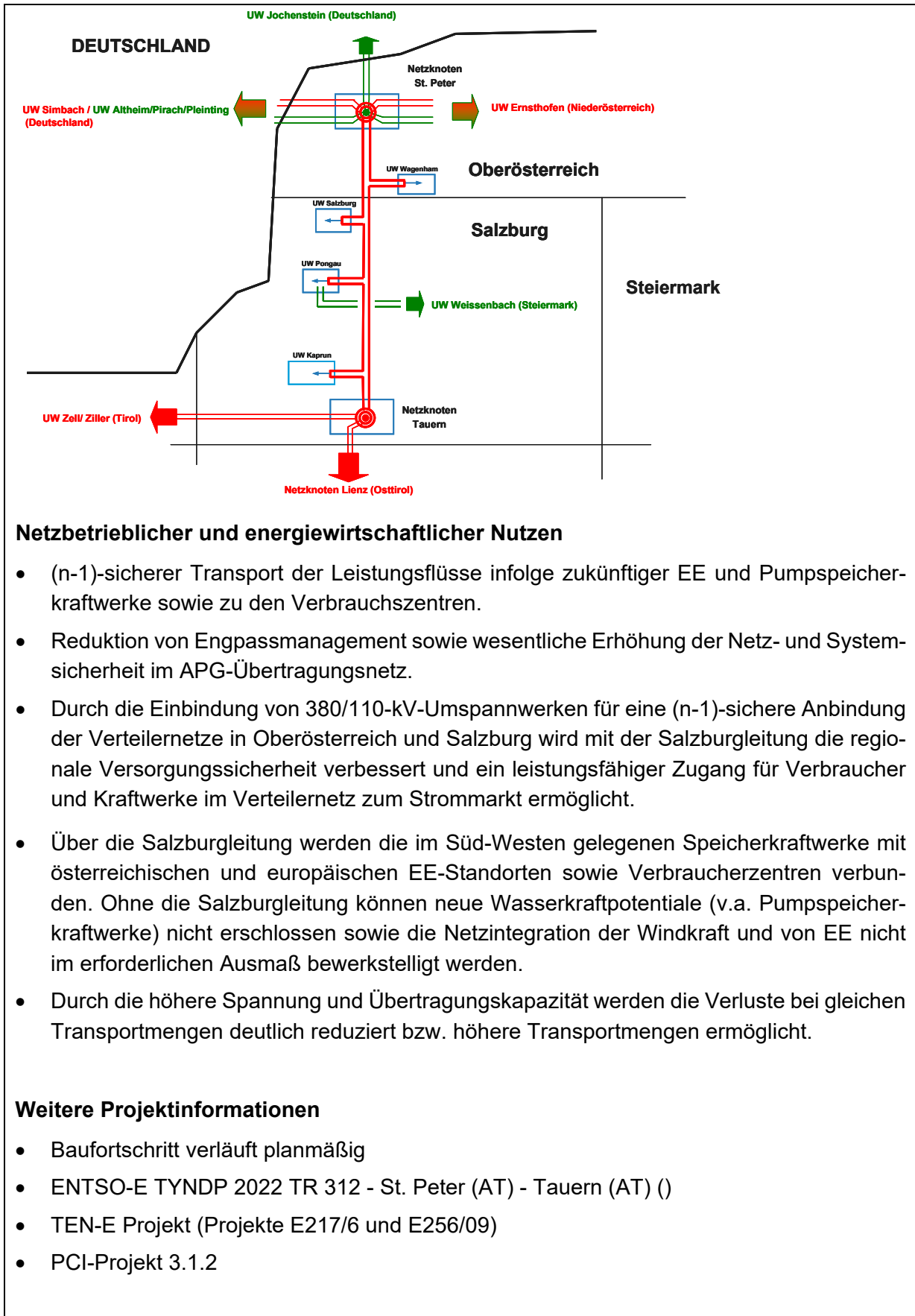
- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Netz OÖ
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz im Großraum Salzburg
- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz im Süd-Westen 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. 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.

Die folgende Abbildung zeigt die 380-kV-Systemführung der Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern:



- Die Salzburgleitung ist rechtskräftig genehmigt. Die UVP-Genehmigung wurde im Dezember 2015 von der Salzburger Landesregierung erteilt. Das Bundesverwaltungsgericht hat mit Erkenntnis vom 26.02.2019 die UVP-Genehmigung bestätigt. Den eingebrachten Revisionen wurde vom BVwG keine aufschiebende Wirkung zuerkannt – daher konnte der Baubeginn rechtmäßig mit 1.10.2019 erfolgen.
- Am 20.10.2020 wurde das Erkenntnis des VwGH vom 15.10.2020, Ro 2019/04/0021 ua, zugestellt. In diesem Erkenntnis wurden die Revisionen als unbegründet abgewiesen. Somit sind alle höchstgerichtlichen Verfahren abgeschlossen und der UVP-Genehmigungsbescheid für die 380-kV-Salzburgleitung wurde bestätigt. Es sind keine weiteren ordentlichen und außerordentlichen Rechtsmittel zulässig.
- Der Teilabschnitt Netzknoten St. Peter – UW Salzburg wurde bereits Anfang 2011 mit 220-kV in Betrieb genommen, wird jedoch durch das Projekt 380-kV-Salzburgleitung in Teilbereichen abgeändert bzw. auf 380-kV-Betrieb umgestellt.
- Siehe auch: <https://www.apg.at/projekte/salzburgleitung/> und <https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-pongau/>
- Errichtung der 380-kV-Salzburgleitung (Stand Q2/2023):

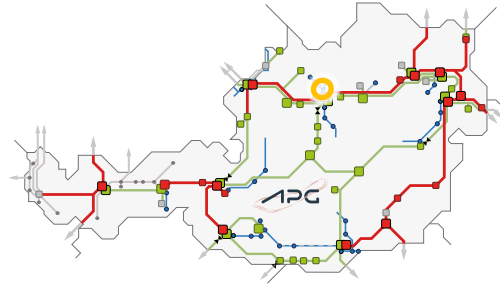


4.5.7 220-kV-Anspeisung (ZROÖ) Zentralraum Oberösterreich

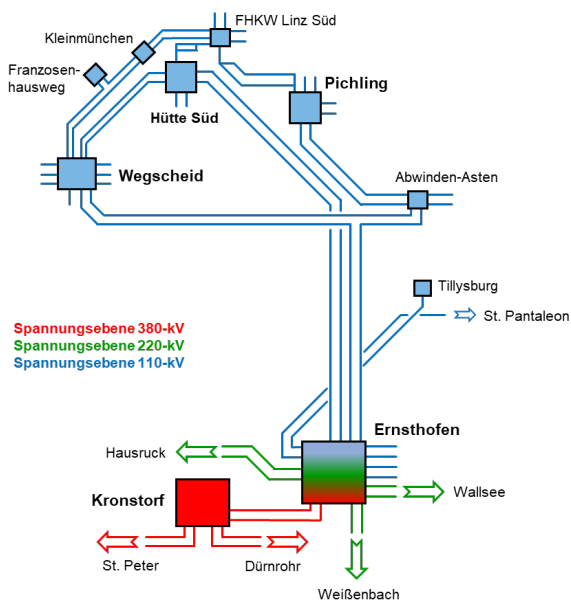
Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neue Leitungen / UWs	Gepl. IBN: 2026 - 2030

Auslöser und technische Notwendigkeit

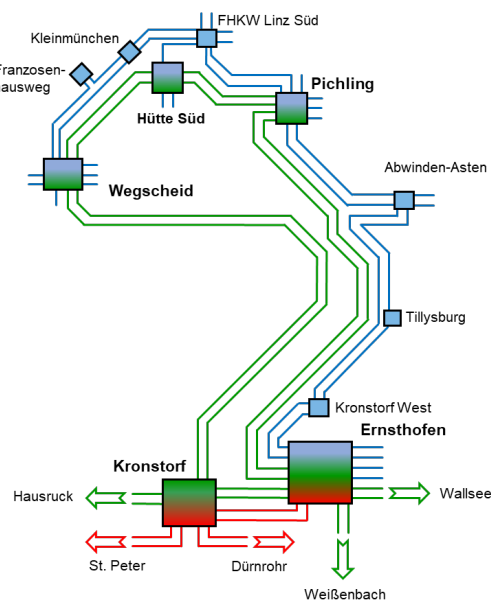
- Erreichen der (n-1)-Grenzen der 110-kV-Anspeisungen des Zentralraumes Oberösterreich (zweitgrößter Lastknoten in AT mit rd. 1 GW Leistungsbezug)
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster 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 dem Stromnetz-Masterplan Oberösterreich (durch mögliche Teilnetzbildungen)



Projektbeschreibung und technische Daten



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 / Anspeisung des ZROÖ weiterhin sichergestellt werden muss
- TOP-Projekt des Stromnetz-Masterplan Oberösterreich „Netzabstützung Zentralraum Oberösterreich“ (Projekt Nr. 4) und wesentliche Voraussetzung für die Realisierungsmöglichkeit weiterer Projekte des Stromnetz-Masterplans Oberösterreich 2028 zur Bildung von 110-kV-Teilnetzen (vgl. Projekte 9 a-c, 10, 11, 12, 13 a-b und 14 – v.a. 110-kV-Kabelprojekte im Linzer Raum); siehe auch: <https://www.land-oberoesterreich.gv.at/187716.htm>
- Siehe auch: <https://www.apg.at/projekte/zentralraum-oberoesterreich/>

- Vom 29. November bis 2. Dezember 2022 fand die mündliche Verhandlung der UVP-Behörde (Land Oberösterreich) statt.
- Seit 09.03.2023 liegt der positive UVP-Bescheid durch die Behörde für den oberösterreichischen Teil vor (noch nicht rechtskräftig).
- Seit 21.03.2023 liegt der positive und rechtskräftige UVP-Bescheid durch die Behörde für den niederösterreichischen Teil vor.
- Mit Bescheid vom 06.06.2023 wurde die aufschiebende Wirkung der vorliegenden Beschwerden gegen den UVP-Genehmigungsbescheid der OÖ Landesregierung vom 09.03.2023 ausgeschlossen.

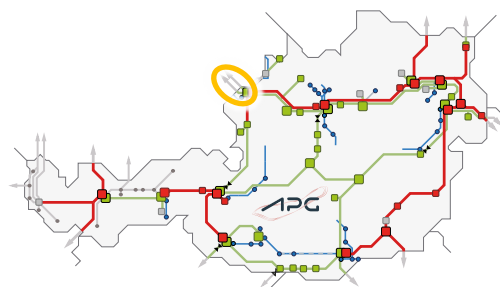
Nötige Maßnahmen zur Projekt-Beschleunigung (vgl. auch Abschnitt 7.2):

- Erforderliche frühzeitige Bestellungen zur Einhaltung des geplanten IBN-Termins

Um den stringenten Zeitplan mit der Erst-Inbetriebnahme der 220-kV-Anspeisung und dem UW Hütte Süd bis Ende 2026 einhalten zu können, sind laufend – trotz anhängigem Beschwerdeverfahren zum UVP-Bescheid der oberösterreichischen Landesregierung – vorgezogene Bestellungen von Großkomponenten, Bau- und Montageleistungen nötig.

4.5.8 380-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 Engpassmanagement-Maßnahmen 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 planen daher einen 380-kV-Ersatzneubau vom Netzknoten St. Peter zum deutschen Netzknoten Altheim (inkl. nach Ottenhofen/Isar), sodass 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		

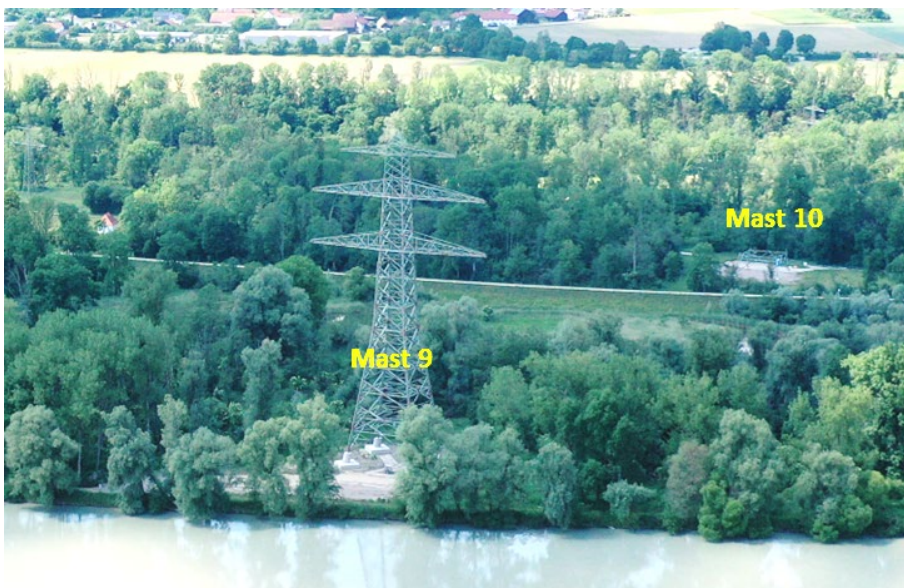


Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

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

- **PCI-Projekt 3.1.1.**
- positiver UVP-Bescheid in der ersten Instanz, Baubeginn für den Leitungsteil ist erfolgt
- ENTSO-E TYNDP [TR 313](#) und [TR 187](#) (<https://tyndp2022-project-platform.azureweb-sites.net/projectsheets/transmission/313> und <https://tyndp2022-project-platform.azureweb-sites.net/projectsheets/transmission/187>)
- Deutschland Netzentwicklungsplan Strom 2037 (P67 bzw. P112)
- Durch Verzögerungen im Genehmigungsfortschritt auf deutscher Seite (zu zwei von drei Teilabschnitten liegen mittlerweile die Planfeststellungsbeschlüsse vor) ist die IBN nunmehr bis Ende 2027 vorgesehen (Vergleich zum NEP 2021: gepl. IBN 2026)
- Am 9. März 2023 erfolgte auf deutscher Seite der Spatenstich für den grenzüberschreitenden Bauabschnitt inkl. umfangreicher medialer Berichterstattung;
<https://www.apg.at/projekte/deutschlandleitung/#c620>
- Siehe auch: <https://www.apg.at/projekte/deutschlandleitung/>
- Errichtungsvertrag zwischen APG und TenneT wurde im August 2023 unterzeichnet sowie der Baubeschluss für das APG-Gesamtprojekt im August 2023 gefasst
- 380-kV-Deutschlandleitung vom österreichischen Inn-Ufer aus gesehen (Errichtung Teilabschnitt TA3) durch TenneT seit Jänner 2023:



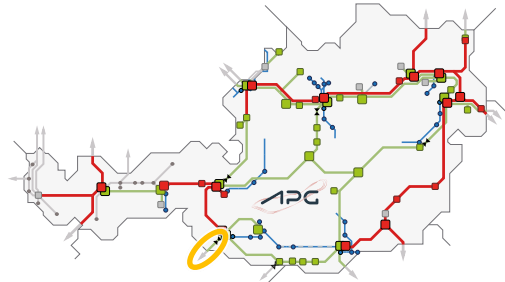
Nötige Maßnahmen zur Projekt-Beschleunigung (vgl. auch Abschnitt 7.2):

- Erforderliche frühzeitige Bestellungen zur Einhaltung des geplanten IBN-Termins

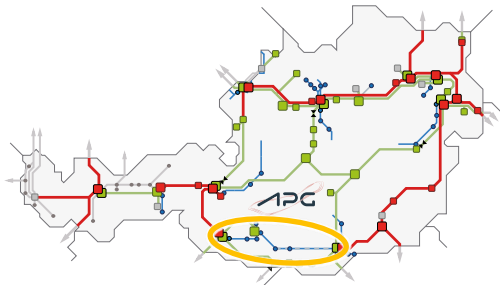
APG und der Projektpartner TenneT sind seit Jahren in enger Abstimmung zur Gesamtprojektkoordinierung und betreffend der drei Teilabschnitte des Projektes auf deutscher Seite. TenneT hat mit der Errichtung von Teilabschnitten bereits begonnen. TenneT und APG sind übereingekommen, alle erforderlichen Maßnahmen zu setzen, um die frühestmögliche Inbetriebnahme der Deutschlandleitung mit Ende 2027 einhalten zu können. Dazu wurde durch APG im Q3/2023 der Baubeschluss trotz anhängigem Genehmigungsverfahren des letzten Teilabschnitts (Teilabschnitt TA2) auf deutscher Seite gefasst. Es werden nun Bestellungen zu Großkomponenten (insbesondere für die 380-kV-GIS-Schaltanlage St. Peter) sowie für Bau- und Montageleistungen ausgelöst, um den angestrebten Zeitplan einzuhalten.

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

Projektnummer: 19-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2030
Auslöser/Projektbeschreibung sowie netzbe- trieblicher u. energiewirtschaftlicher Nutzen Aufgrund des fortschreitenden Alters der Leitung mit einer Inbetriebnahme im Jahr 1953 müssen nach 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, ist geplant dieses Projekt nach Inbetriebnahme des Reschenpass-Projektes (NEP 11-12) umzusetzen. Die Planungen sehen eine Generalerneuerung der einsystemigen 220-kV-Leitung mit der Auflage einer modernen Beseilung (2er-Bündel) sowie den Ausbau bzw. die Erweiterung des Phasenschiebertransformators im UW Lienz vor. Weitere Statusdetails Abgestimmtes Konzept für die Generalerneuerung der Leitung mit dem italienischen Partner-TSO Terna und laufende Abstimmungen; UVE in Ausarbeitung/Erstellung		

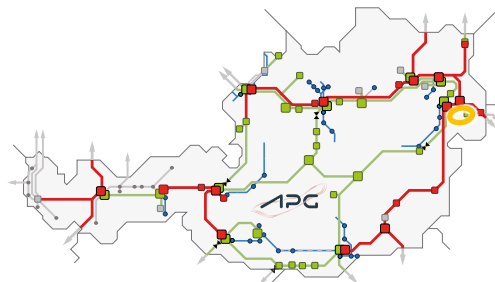


4.5.10 Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)

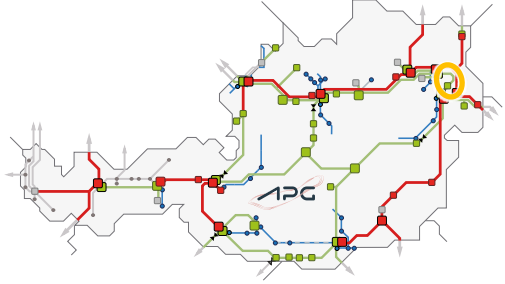
Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Konzeptplanungen / Vorprüfungen
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2032/33
Projektbeschreibung u. technische Daten Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und Europa, Potentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke sowie die massiven EE-Ausbauten (inkl. Netzregelung und Speicherung) sowie eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes von Kärnten Netz (KNG) erfordern eine Verstärkung des Übertragungsnetzes im Raum Kärnten. Mit der 380-kV-Verbindung zwischen Lienz und Obersielach (Länge rd. 180 km) wird der 380-kV-Ring im Süden Österreichs geschlossen.  Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration der Erneuerbaren für die Energiewende • Schaffung der Voraussetzung für den Netzanschluss leistungsstarker Pumpspeicherkraftwerke im Bereich Malta/Fragant • 380-kV-Ringschluss und damit verbesserte Anbindung der Erneuerbaren im Osten Österreichs an die Pumpspeicherkraftwerke im Süden (und Westen) • Verbesserung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität in Kärnten • Entlastung des bereits stark ausgelasteten Verteilernetzes der KNG durch die Schaffung der erforderlichen Voraussetzung für zukünftige 110-kV-Abstützungen • Stärkere Anbindung der Leitungen nach Italien und Slowenien an das APG-Netz sowie der Pumpspeicher und somit bessere überregionale EE-Integration Weitere Projektinformationen • ENTSO-E TYNDP 2022 TR 1052 - Lienz (AT) - Obersielach (AT) Link • PCI-Project 3.28 • Analyse der Raumwiderstände wurde durchgeführt		

4.5.11 Netzbereich Burgenland Nord – Sarasdorf / Großraum südöstl. Wien

Projektnummer: 23-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Konzeptplanungen / Vorprüfungen
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung / F&E	Gepl. IBN: 2032
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. 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 • Erhöhung der Versorgungssicherheit • Verbesserung für die Anspeisung anderer Netzkunden (z.B. Projekt 23-19, OMV) Weitere Projektinformationen • Analyse der Raumwiderstände wurde durchgeführt • Gesamtkonzept und Zusammenhang mit NEP-Projekt 23-16 • Bei der Projektentwicklung für diesen Netzbereich wird in Kombination mit der Bestandsnetzinfrastuktur die Forschung und Entwicklung alternativer Leitungstechnologien (380-kV-Erdkabel) in großtechnischer Anwendung berücksichtigt; vgl. EIWOG § 40 / § 40 a.)		



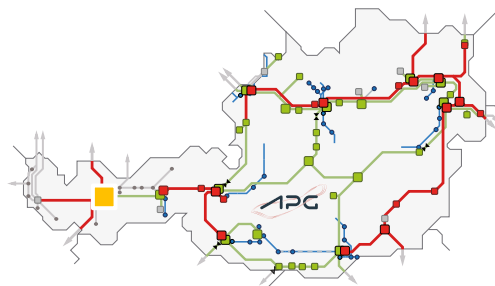
4.5.12 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Bisamberg – Wien Südost

Projektnummer: 23-4	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2033/34
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 (mit höheren Nennströmen) 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 Systemsicherheit • Erhöhung der Versorgungssicherheit Weitere Projektinformationen • Generalerneuerung der 220-kV-Leitung		

4.6 Projekte im Netzraum Tirol

4.6.1 UW Westtirol: Errichtung zweiter Umspanner 380/220-kV und 380-kV-Ausbau

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit 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. Es kommt bei Nichtverfügbarkeiten und Ausfällen von Leitungen im südbayerischen und baden-württembergischen Raum zu (n-1)-Verletzungen, welche vermehrt nur mit Engpassmanagementmaßnahmen abgewendet werden können. Ebenso kann es bei Ausfall der Trafobank zu unzulässig hohen Leistungsflüssen im süddeutschen Hochspannungsnetz kommen. Durch bereits gestiegene und zukünftig erhöhte Belastungen (z.B. durch Pumpspeicherkraftwerke in Österreich sowie in der östlichen Schweiz) und durch Ost-West-Leistungsflüsse im Inntal bedarf es der Erhöhung der Übertragungskapazität bzw. der (n-1)-Sicherheit. Projektbeschreibung und technische Daten Die technische Ausgestaltung des Projekts wird in einem Vorprojekt ausgearbeitet. Neben den erhöhten Anforderungen an die Übertragungskapazitäten führen Kraftwerksprojekte, die stärkere Vermaschung im Übertragungsnetz und Einflüsse aus benachbarten Netzen zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung. Daher sind (auch altersbedingt) Ertüchtigungen der 380-kV- und 220-kV-Schaltanlagen notwendig. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs • Übertragung stetig steigender Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inn- und Tales sowie durch neue und zukünftige Erzeugungsanlagen sowie Entwicklungen des energiewirtschaftlichen Umfelds (inkl. in benachbarten Netzbereichen) Weitere Projektinformationen • ENTSO-E TYNDP2022 TR 1054 (https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/1054) • Teil des Projektes PCI 3.1.4 • Projektabwicklung in Kombination mit der Generalerneuerung der 220-kV-Anlage (vgl. NEP-Projekt 19-7) und NEP-Projekt 21-1 b.)		



4.6.2 UW Westtirol: Errichtung dritter Umspanner 380/220-kV (CEP-70%)

Projektnummer: 21-1 b.) Netzraum Tirol	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung / Vorprojekt	
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbau UW		Gepl. IBN: 2028

Auslöser und technische Notwendigkeit

Mit dem Clean Energy Package (CEP) der Europäischen Union sind die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten zwischen den EU-Mitgliedsstaaten (und damit auch zw. 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.

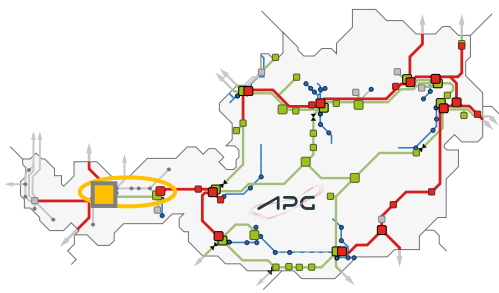
Wie im Abschnitt 2.6.2 ausgeführt, hat APG gemäß den gesetzlichen Bedingungen für 2023 in der Kapazitätsberechnungsregion „Core“ eine temporäre Freistellung von diesen Vorgaben des CEP erwirkt, um eine unmittelbare Gefährdung des sicheren Netzbetriebs abzuwenden. Die Österreichische Bundesregierung (zuständiges Ministerium BMK) hat darüber hinaus einen Aktionsplan erlassen, der eine schrittweise Anhebung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten entlang einer linearen Trajektorie bis Ende 2025 vorsieht.

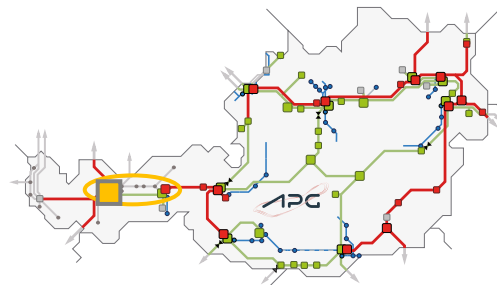
Die hierfür im Aktionsplan definierten Maßnahmen – darunter auch zahlreiche NEP-Projekte – wirken der Verschärfung der strukturellen Engpässe entgegen. Da wesentliche Leitungsprojekte – wie insbesondere die sehr wichtige Salzburgleitung – aufgrund maßgeblicher Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren jedoch erst ab 2025 in Betrieb gehen, bleibt die Umsetzung der 70%-Forderung eine große Herausforderung. APG hat daher 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 zukünftigen Handelskapazitäten sind zusätzlich zu den im Aktionsplan festgehaltenen Maßnahmen die folgenden Projekte bis 2025 erforderlich:

- 1) Der Netzraum Tirol (Netzbereich zwischen Westtirol und Zell/Ziller) zeigt sich in den Analysen und Simulationen zu CEP-70% als zweiter markanter Netzbereich. Durch den parallelen Verlauf der Leitungen von APG und TINETZ liegen wechselseitige Einflüsse





vor. Es wurden gemeinsam mit TINETZ Untersuchungen zur Wirkung eines lastflusssteuernden Elements (PST) durchgeführt.

- 2) Es wurden Planungen zur Errichtung eines dritten 380/220-kV-Transformators im UW Westtirol in Kombination mit einer (direkten) Verbindung zweier Transformatoren mit den APG-Systemen 275/276 (Westtirol – Zell/Ziller; in Kombination mit dem NEP-Projekt 11-9: zweiter 380/220-kV-Transformator) angestellt. Dies löst einerseits die (n-1)-Problematik bei Ausfall/Nicht-Verfügbarkeit des bestehenden Transformators RHU41 und ermöglicht höhere bzw. noch weitreichendere Steuerbarkeit der Leistungsflüsse. Eine zeitnahe Umsetzung wird angestrebt, jedoch liegen durch umfangreiche Projektkomplexitäten Verzögerungen vor.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

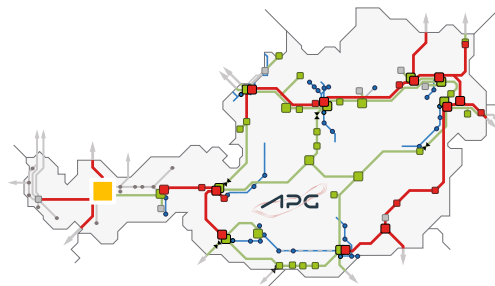
- Angesichts der CEP-Vorgaben zur Forcierung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist bis Ende 2025 mit sukzessive steigenden Netzbelastungen und zunehmenden Engpässen zu rechnen. Durch einen dritten 380/220-kV-Umspanner im UW Westtirol werden die Transportkapazitäten erhöht und Engpässen entgegengewirkt
- Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit sowie der (n-1)-Reserven

Weitere Statusdetails

- Hohe technische Komplexität im geplanten Anlagenausbau
- Verzögerungen aufgrund Einschränkungen bei der Grundstücks- bzw. Flächenverfügbarkeit

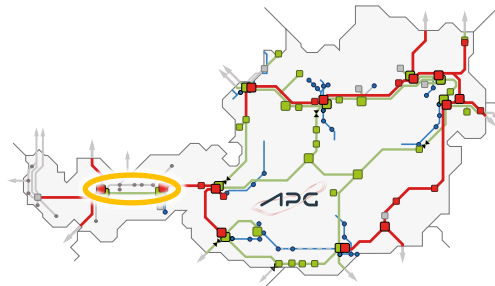
4.6.3 Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol

Projektnummer: 19-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2030/31
Projektbeschreibung und technische Daten Das Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten (inkl. Grenzen der KS-Festigkeit) und das Alter (Ersterrichtung im Jahr 1964) sowie eingeschränkte Reserveteilverfügbarkeit bei Schaltgeräten erfordern in Zusammenhang mit den zukünftigen Entwicklungen (Errichtung eines zweiten und dritten 380/220-kV-Transformators (NEP-Projekte 11-9 und 21-1 b.), regionalen Kraftwerksprojekten und weiteren Netzausbauten (vgl. NEP-Projekte 14-3, 13-2) die Generalerneuerung der 220-kV-Anlage im UW Westtirol. Die Ausbauten und Ertüchtigungen im UW Westtirol – dem bedeutenden APG-Netzknotten 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. Weitere Statusdetails • Generalerneuerung der 220-kV-Anlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes inkl. Einsatz von Provisorien • Aufgrund der beengten Platzverhältnisse und der technischen Komplexität stellt dieses Projekt eine besondere Herausforderung dar • Schrittweise Umsetzung und in Kombination mit NEP-Projekt 11-9 und 21-1 b.) • 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		



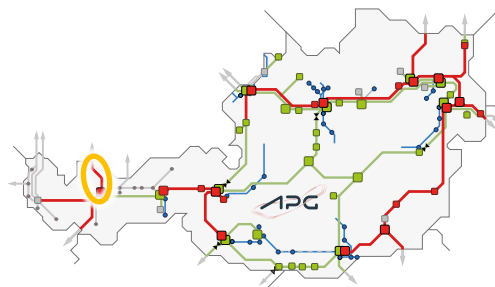
4.6.4 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller (Netzraum Tirol)

Projektnummer: 14-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2030
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 TINETZ 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. Projektbeschreibung und technische Daten • Es laufen Untersuchungen zur mittelfristigen Erhöhung der Leitungsfähigkeit und Übertragungsfähigkeit im betroffenen 220-kV-Netzraum. Die Leitungsbau-technische Umsetzungsvariante sieht voraussichtlich die Auflage eines TAL-Seiles auf der 220-kV-Leitung der APG vor. • 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 sowie die Entwicklung des europäischen Strommarktes unterstützt. Weitere Projektinformationen • PCI-Projekt 3.1.4. • ENTSO-E TYNDP 2020 Projekt 1054		



4.6.5 UW Westtirol: 380-kV-Spannungsumstellung WT - Ltgs.system Memmingen (411)

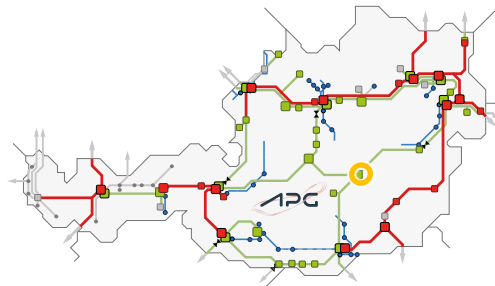
Projektnummer: 13-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und technische Notwendigkeit Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft und PV) intensivierende Energieaustausch zwischen 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 zweisystemige 380-kV-Kuppelleitung zwischen Österreich und Deutschland. Eines der beiden Leitungssysteme (Westtirol – Memmingen) 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, die Leitung ist bereits für 380-kV-Betrieb errichtet. 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, 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 • ENTSO-E TYNDP 2020 Projekt 47 • Deutschland Netzentwicklungsplan Strom 2037 (2023) Projekt P74 • Abstimmung mit dem Partner-TSO Amprion laufend		



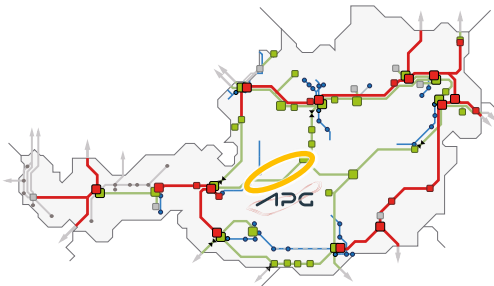
4.7 Projekte in Zentralösterreich / Steiermark

4.7.1 220-kV-Leitung Hessenberg – Leoben und 220-kV-Ausbau Hessenberg

Projektnummer: 23-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt / Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW und Leitung	Gepf. IBN: 2026
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. Insbesondere wird das neue UW Leoben mit den hier beschriebenen Teilprojekten an den 220-kV-Netzknoten Hessenberg der APG angebunden. Weitere Informationen zum UW Leoben und dem Gesamtkonzept finden sich im Abschnitt 4.9.7. 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 Schaltfeldern und 220-kV-Leitungseinbindungen im UW Hessenberg Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration der stark steigenden lokalen EE-Erzeugung • Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit sowie der Betriebssicherheit Weitere Statusdetails • Abgestimmte Planungen mit Energienetze Steiermark und voestalpine Stahl Donawitz • Siehe auch NEP-Projekt 21-7 (Abschnitt 4.9.7) • Siehe auch: https://www.apg.at/projekte/anbindung-leoben/		



4.7.2 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach

Projektnummer: 19-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
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 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 abschnittsweise 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. Netzausstützungen 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		

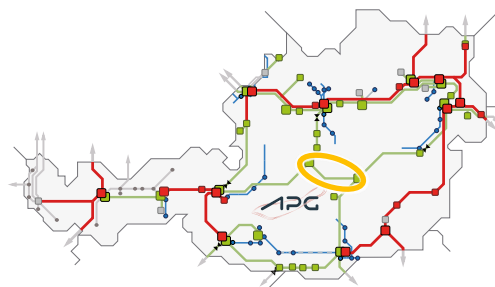
nachhaltige Entwicklungen für Tourismus und Industrie/Gewerbe in diesen Regionen, EE-Ausbauten und die Erreichung der Klimaschutzziele auf regionaler Ebene sowie insbesondere die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für die Zukunft gesichert.

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.
- Weitere Informationen: <https://www.apg.at/projekte/ennstalleitung/>

4.7.3 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg

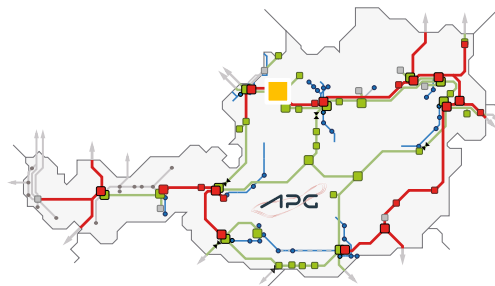
Projektnummer: 19-4	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung / Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und Projektbeschreibung Die 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg ist ebenfalls eine wichtige und zentrale innerösterreichische Ost ↔ West-Verbindung, die im Jahr 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-Übertragungsnetzes. 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 • Verfahren nach StWG wurde im Q2/2023 gestartet • Weitere Informationen: https://www.apg.at/projekte/liezen-leoben-leitung/		



4.8 Ausbau und Generalerneuerung Umspannwerke 380/220 kV

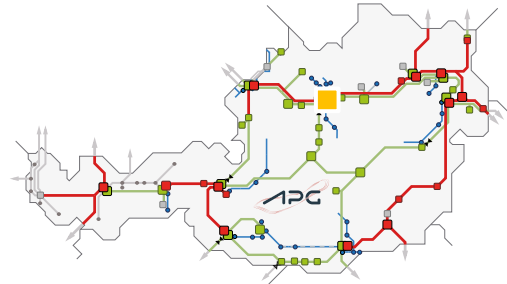
4.8.1 Neues 220-kV-Schaltwerk (SW) Weibern

Projektnummer: 14-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: neues SW	Gepl. IBN: 2023
Auslöser und technische Notwendigkeit Die 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernsthofen (Systeme 203/204) wurde altersbedingt generalerneuert und ging im Oktober 2020 wieder in Betrieb. Die 220-kV-Leitung hat durch die Einspeisung des Donaukraftwerkes Aschach, hohe Bezüge der Verteilernetze von Netz OÖ und LINZ NETZ sowie als Teil des österreichischen Ost-West-Übertragungsnetzes eine hohe netzbetriebliche Bedeutung. Die geplanten bzw. absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen wie insbesondere der EE-Ausbau und die Interaktion mit den Pumpspeicherkraftwerken und Lastzentren sowie die Marktkopplung in St. Peter mit Deutschland führen zu steigenden Leistungsflüssen. Projektbeschreibung und technische Daten Nach erfolgreicher Umsetzung der Generalerneuerung der 220-kV-Leitung erfolgt nun die Errichtung eines 220-kV-Schaltwerkes (SW) in Weibern (im Abzweigspunkt der dzt. Leitungseinschleifung KW Aschach). Dadurch wird eine Symmetrierung der Leistungsflüsse und Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Reserven erzielt. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit sowie (n-1)-Sicherheit. Dies geht einher mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Interaktion Windkraft mit Pumpspeicher und Lastzentren, Energieaustausch mit Deutschland etc.) und dem forcierten EE-Ausbau. Weitere Projektinformationen • Umsetzung läuft seit 2021 planmäßig • Weitere Informationen: https://www.apg.at/projekte/schaltwerk-weibern/		



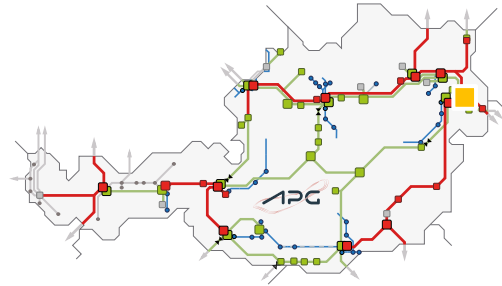
4.8.2 Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernsthofen

Projektnummer: 19-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	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 Gerätestehern 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) • Weitere Informationen: https://www.apg.at/projekte/umspannwerk-ernsthofen/		

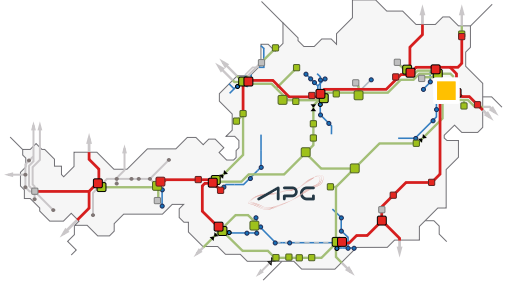


4.8.3 UW Sarasdorf: Kurzschlussertüchtigung und Ausbau 380-kV-Anlage

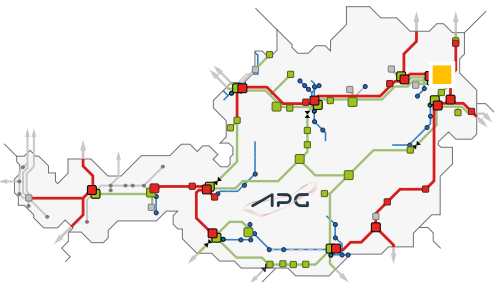
Projektnummer: 23-5	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und technische Notwendigkeit Durch die geplanten Erneuerbaren-Ausbauten in Niederösterreich und die dafür erforderlichen neuen Umspannwerke und Schaltwerke (vgl. Projekt 20-2: 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/		



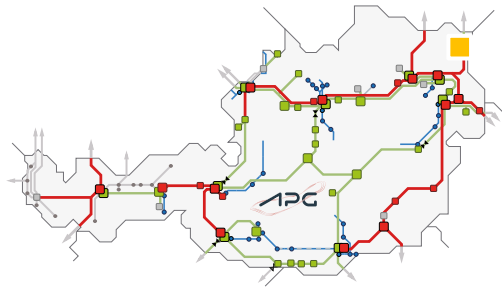
4.8.4 UW Wien Südost: GE/Ausbau 380-kV-Anlage und Erneuerung Transformatoren

Projektnummer: 23-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2029
Projektbeschreibung u. technische Daten Durch den fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren und der steigenden Vermischung 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 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 • 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/ 		

4.8.5 Neues 380-kV-Schaltwerk (SW) Seyring

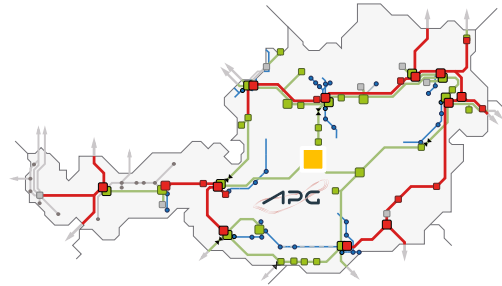
Projektnummer: 21-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: neues SW	Gepl. IBN: 2028/29
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der im EAG festgeschriebenen Ziele für ein Erneuerbares Energiesystem bzw. 100% „grüner Strom“ kommt es aktuell zu zahlreichen Netzanschlussansuchen 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-Schaltwerk zu errichten, um die Weinviertelleitung in die 380-kV-Leitung zwischen den UW Dürnrohr/Bisamberg und Sarasdorf einzubinden. Damit kann die EE-Erzeugung im Weinviertel mit höherer Leistungsfähigkeit zu den APG-Netzknotten Dürnrohr/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 eines neuen 380-kV-Schaltwerks in Seyring in Freiluftbauweise und Einbindung der 380-kV-Leitung Dürnrohr/Bisamberg – Sarasdorf sowie der Weinviertelleitung. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Durch das 380-kV-Schaltwerk Seyring wird eine Symmetrierung der Leistungsflüsse erwirkt. Dadurch wird die Netzintegration weiterer bzw. der geplanten hohen Einspeisungen aus EE im Weinviertel in das APG-Übertragungsnetz ermöglicht, um die Zielvorgaben des EAG möglichst zu erreichen. • Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit • Erhöhung der Versorgungssicherheit		

4.8.6 UW Zaya: Ausbau 2. 380/220-kV-Umspanner (550 MVA)

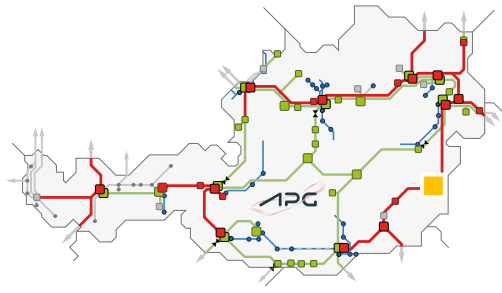
Projektnummer: 23-8	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der im EAG festgeschriebenen Ziele für ein Erneuerbares Energiesystem bzw. 100% „grüner Strom“ und den günstigen Bedingungen kommt es aktuell zu zahlreichen Netzanschlussansuchen von EE im Weinviertel (Windkraft und PV im Bereich der Weinviertel-Leitung). Zu den bisher bekannten Ausbauvorhaben ist von einem weiteren starken Anstieg der Einspeiseleistungen im Weinviertel auszugehen. Der Ausbau des Umspannwerks Zaya erfolgt bedarfsorientiert und schrittweise im Gleichschritt mit der EE-Entwicklung im Weinviertel. Der zweite 380/220-kV-Umspanner (550 MVA) ist in der Layoutplanung vorgesehen und soll nun aufgrund der aktuellen Entwicklungen errichtet werden.  Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung von zwei Trafoschenkel (ein Reserveschenkel ist bereits vorhanden) • Einbindung in die bestehenden 220-kV und 380-kV-Anlagen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Verstärkte Kopplung der Spannungsebenen und der 220-kV-Leitung zur Staatsgrenze (CZ) • Weitere Netzintegration der EE im Weinviertel • Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit inkl. (n-1)-Reserven • Erhöhung der Versorgungssicherheit		

4.8.7 UW Weißenbach: Generalerneuerung 220-kV-Anlage

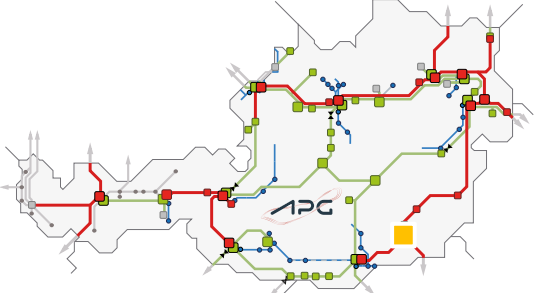
Projektnummer: 23-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2028/29
Projektbeschreibung u. technische Daten Das Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten (inkl. Grenzen der KS-Festigkeit sowie der Nennströme) und das Alter (Ersterrichtung 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). Weitere Statusdetails • Ortsgleiche Generalerneuerung der 220-kV-Anlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes • Schrittweise Umsetzung und Nutzung der erforderlichen Abschaltungen der NEP-Projekte 19-2 und 19-4		



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

Projektnummer: 23-10	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2029
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		

4.8.9 UW Kainachtal: Generalerneuerung 380-kV-Anlage

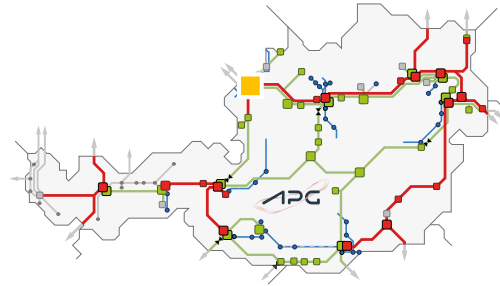
Projektnummer: 23-11	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und technische Notwendigkeit Der Netzknoten Kainachtal ist mit der Einbindung in die 380-kV-Leitung zwischen Wien Südost und Obersielach als Teil des 380-kV-Rings und mit den Verbindungsleitungen nach Slowenien von großer 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 Voraussetzungen für höhere Nennströme und einen TR-Betrieb der 380-kV-Leitungen		

4.8.10 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: 2031

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 Ernsthofen 220 kV, die bereits in Umsetzung ist).



Im Zuge der Projektumsetzung werden die bestehenden 220/110-kV-Umspanner mit einer Nennleistung von 200 MVA (RHU1 BJ 1976 und RHU2 BJ 1974) 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 (Tausch) von 220/110-kV-Transformatoren

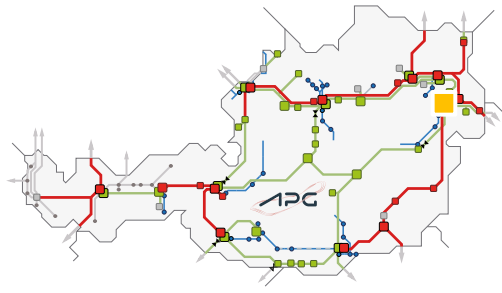
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- 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

4.8.11 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: 2032
Projektbeschreibung u. technische Daten Durch den fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren und der steigenden Vermischung 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 (RHU1 bis RHU3, BJ 1975-1980) 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 (Tausch) 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)		

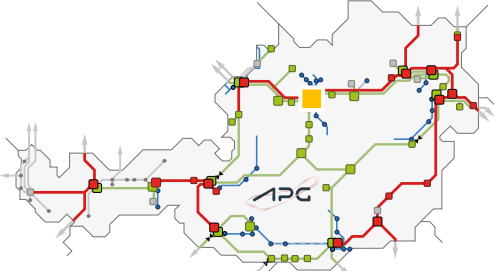
4.9 Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber

4.9.1 UW Ernsthofen: Ausbau 6. 220/110-kV-Umspanner – Netz OÖ

Projektnummer: 20-1	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2023

Auslöser und technische Notwendigkeit

Durch Laststeigerungen und zur Deckung neuer Kundenanfragen ist eine Erhöhung der Bezugsleistung von Netz OÖ im UW Ernsthofen nötig. Netz OÖ setzt dafür eine 110-kV-Leitungsverstärkung und die Errichtung einer neuen 110-kV-Schaltanlage „Kronstorf West“ um. Weiters ist der 6. Umspanner eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung der Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage im UW Ernsthofen (vgl. Projekt 19-6). Dieser ermöglicht die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit während der erforderlichen Abschaltungen und Sonderschaltzustände (da in den Umbauphasen in weiten Zeiträumen jeweils einer der bestehenden fünf Umspannern umbau-/abschaltungsbedingt nicht zur Verfügung steht). Die gesamte Leistungsfähigkeit der 220/110-kV-Netzabstützung und mögliche Leistungserhöhungen sind damit erst nach Abschluss der Generalerneuerung der 220-kV-Anlage möglich.



Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines 6. 220/110-kV-Umspanners mit 300 MVA
- in weiterer Folge Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage (siehe Projekt 19-6)

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

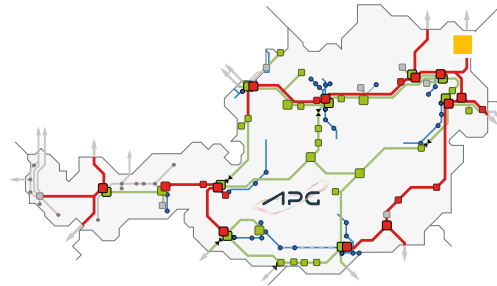
- Aufrechthaltung der Versorgungssicherheit während der Generalerneuerung der 220-kV-Anlagen Ernsthofen und in den Umbauphasen
- Erhöhung der Anschlussleistung von Netz OÖ zur Versorgung zusätzlicher Kunden nach Abschluss der Generalerneuerung

Weitere Statusdetails

- Umspanner wurde angeliefert, IBN im Juli 2023 erfolgt.

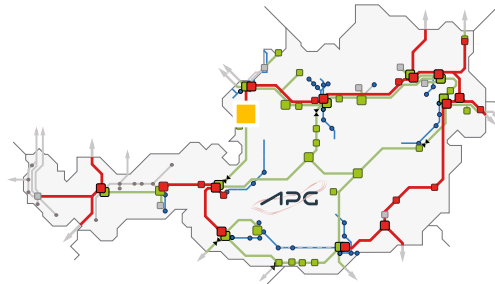
4.9.2 UW Zaya: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner – Netz NÖ

Projektnummer: 21-3	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2024
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 wurde mit Netz NÖ und der Windkraftbranche die Errichtung eines dritten 380/110-kV-Umspanners im UW Zaya im nördlichen Weinviertel gestartet. Projektbeschreibung und technische Daten Errichtung eines dritten 380/110-kV-Umspanners im UW Zaya und Anbindung (Schaltfeld) an die 380-kV-GIS-Anlage. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Erhöhung der Einspeisekapazität für erneuerbare Energieträger (Windkraft und PV) im UW Zaya zur Erfüllung der EAG- und Klimaschutzziele. Weitere Statusdetails Umsetzung planmäßig, geplante IBN seitens APG im Okt. 2024		



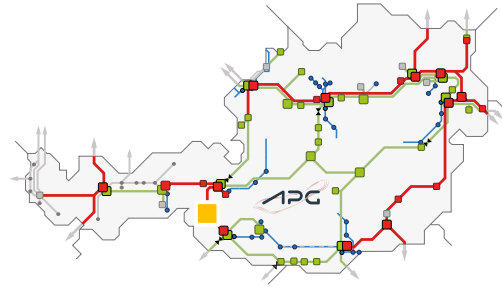
4.9.3 UW Wagenham: Ausbau und zweiter 380/110-kV-Umspanner (2. Ausbaustufe)

Projektnummer: 21-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Die erste Ausbaustufe des Umspannwerks Wagenham wird im Zuge der Salzburgleitung (vgl. NEP-Projekt 11-10) als 380/110-kV-Netzabstützung für Netz OÖ errichtet. Durch steigende Anforderungen bezüglich der (n-1)-Sicherheit an den Übergaben zu den Verteilernetzen und den regionalen energiewirtschaftlichen Entwicklungen im westlichen Innviertel (inkl. auch EE-Ausbau) soll die Netzabstützung ausgebaut und um einen zweiten 380/110-kV-Umspanner erweitert werden. Eine weitere Notwendigkeit ist die netzbetrieblich erforderliche 110-kV-Teilnetzbildung (Trennung der Teilnetze OÖSP und OÖLA, vgl. UW Innkreis NEP-Projekt 18-4). Das Projekt ermöglicht eine wesentliche Verbesserung für die Netzintegration Erneuerbarer Energieträger im Innviertel (vor allem Wasserkraft und Photovoltaik). Außerdem kann die Versorgung der energieintensiven Industrie in dieser Region langfristig gesichert werden. Projektbeschreibung und technische Daten • Ausbau der Netzabstützung, weiterführend zum Erstausbau mit der Salzburgleitung • Errichtung eines 380-kV-Schaltfeldes und einer 380-kV-Sammelschienenkupplung sowie Freiluft-Umgehung • Errichtung eines zweiten 380/110-kV-Umspanners • Ausbau und Erweiterung der UW-Infrastruktur, GIS-Halle & Betriebsgebäude sowie Eigenbedarfsanlagen und Sekundärtechnik Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit sowie 110-kV-Teilnetzbildung und Erfüllung des Versorgungsauftrages der Netzbetreiber • Erhöhung der Versorgungssicherheit und Betriebssicherheit • Wesentliche Maßnahme zur Netzintegration von EE (vgl. EAG) und zur Dekarbonisierung der Industrie durch vermehrt Umstieg auf strombasierte Prozesse Weitere Statusdetails • Projekt planmäßig in Umsetzung • Die Errichtung erfolgt zeitnahe mit der ersten Ausbaustufe (vgl. NEP-Projekt 10-11), um Synergien in der Projektabwicklung zu nutzen		

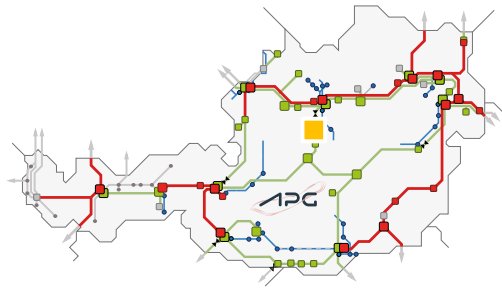


4.9.4 Neues UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung – TINETZ

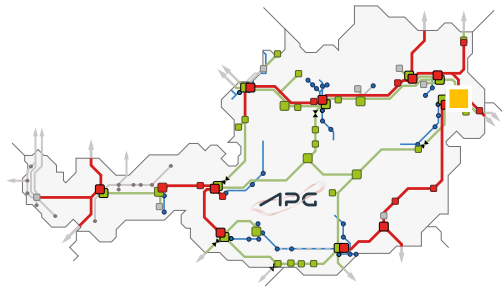
Projektnummer: 16-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Iseltal in Osttirol wird derzeit über eine ca. 36 km lange 110-kV-Einfachleitung versorgt. In diese 110-kV-Leitung sind derzeit vier Umspannwerke 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 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) - Abstimmung mit Landesbehörden laufend		



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

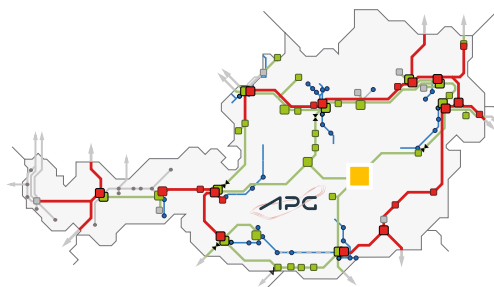
Projektnummer: 17-2	Netzebene: 1,4	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/30 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2026
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der Ansiedelung leistungsintensiver Netzkunden, Steigerungen der Netzlast im Bereich Klaus, Steyrling und Molln, sowie steigender dezentraler 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 Ernthofen – 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 Molln 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.		

4.9.6 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: 2026
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 • Abschaltung eines Umspanners in den Umbauphasen, nach Abschluss der Arbeiten steht der 4. Umspanner für Netz NÖ zur Verfügung		

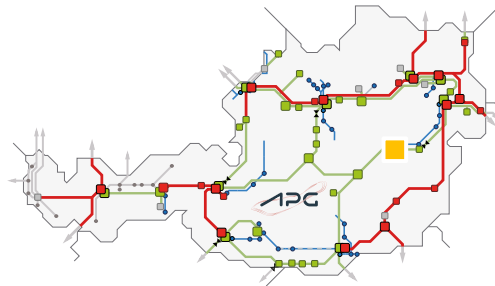
4.9.7 Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark

Projektnummer: 21-7	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2026/27
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“). Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines neuen 220/110-kV-Umspannwerks westlich von Leoben mit Energienetze Steiermark (EN) – „green energy hub“ • Errichtung eines 220/110-kV-Umspanners (220 MVA durch APG) und einer 110-kV/Mittelspannungsanlage durch EN • Möglichkeit eines 220-kV-Netzanschlusses für die lokale Stahlindustrie 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 EAG- und Klimaschutzziele Weitere Statusdetails • Neues Umspannwerk (green field) • Siehe auch bzw. Zusammenhang mit NEP-Projekt 23-2 • Weitere Informationen: https://www.apg.at/projekte/anbindung-leoben/		

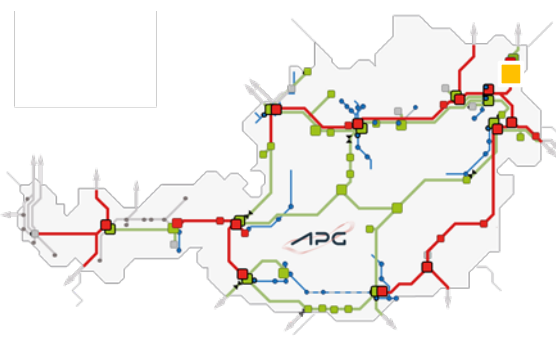


4.9.8 Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark

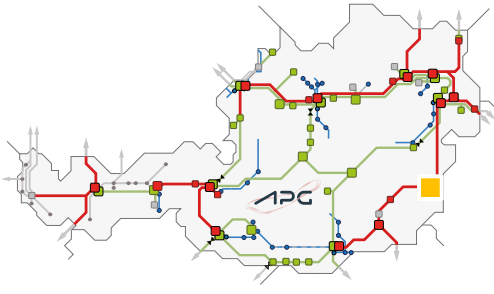
Projektnummer: 12-9	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Notwendigkeit zur Errichtung eines weiteren 220/110-kV-Übergabepunktes ergibt sich zum einem durch den steigenden Leistungsbedarf der Industriebetriebe 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 Windparkanlagen festgelegt. Einen Schwerpunkt bildet dabei das Mürztal zwischen Mürzzuschlag und Semmering, in welchem bereits konkrete Einspeiseanfragen im Bereich von bis zu 600 MW vorliegen. Für einen (n-1)-sicheren Abtransport ist neben der Teilverstärkung 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 eine wesentliche Voraussetzung. Projektbeschreibung und technische Daten • Einbindung in die 220-kV-Leitung Hessenberg – Ternitz und im Erstausbau ein 220/110-kV-Umspanner mit der Baugröße 300 MVA (Endausbau: zweiter Umspanner) • Die Anspeisung des 110-kV-Netzes der EN erfolgt durch die Einbindung der bestehenden Doppelleitung Bruck – Mürzzuschlag – Ternitz in die neue 110-kV-Schaltanlage von Energienetze Steiermark 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 Netzurückwirkungen 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 Verbraucherschiene 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 Windkraftrezeuger dar. Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field), Standort wurde fixiert • Detailplanungen werden von APG und ENS gestartet		



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

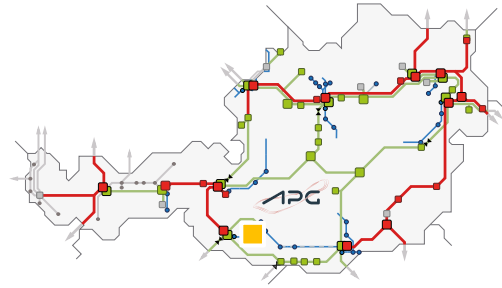
Projektnummer: 20-2	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Mit 2022 werden rund 1200 MW Windkraftleistung im Weinviertel an das Verteilernetz der Netz Niederösterreich angeschlossen sein. Aufgrund der im 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 Einbindung in die 380-kV-Weinviertelleitung • 380/110-kV-Umspanner (300 MVA), Erstausbau mit zwei Umspannern (weitere Umspanner im UW bzw. für EE-Einspeisungen in die Weinviertelleitung können erst nach IBN des Schaltwerkes Seyring (NEP-Projekt 21-2) in Betrieb genommen werden) • 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 Statusdetails • Abstimmungs- und Planungsgespräche APG / Netz NÖ und mit EE-Planern bzw. Betreibern (v.a. Windkraft und PV)		

4.9.10 UW Südburgenland: Transformatortausch und Ausbau 3./4. Umspanner – NEB

Projektnummer: 21-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2024 u. 2027/29
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 ergibt sich die Notwendigkeit zur Erhöhung der Anschlussleistung im Umspannwerk Südburgenland in der Marktgemeinde Rotenturm an der Pinka. 		
Projektbeschreibung und technische Daten • Tausch des 380/110-kV-Transformators RHU41 von 200 MVA auf 300 MVA (in 2024) • Errichtung eines 3. und in weiterer Folge 4. Umspanners, da es bei der Generalerneuerung der 380-kV-Anlage (vgl. NEP-Projekt 23-10) jeweils zu Abschaltungen an Umspannern kommen wird (2027 / 2029) • Errichtung einer zweisystemigen 380-kV-Leitungseinbindung • Errichtung einer dritten Sammelschiene (inkl. 2. Kupplung)		
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.		
Weitere Statusdetails • Detaillierte Planungsüberlegungen in Abstimmung zwischen APG und NEB • Detailabstimmungen zu einem Gesamt-Konzept für die Netzintegration erneuerbarer Energien für den Zielzeitraum des EAG (d.h. bis 2030) für die Regionen Nord- und mittleres Burgenland wurden gestartet; vgl. auch NEP-Projekte 21-10 und 23-16		

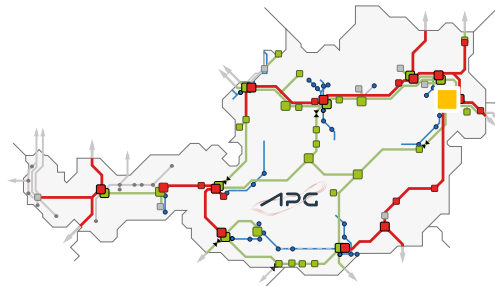
4.9.11 Neues UW Sachsenburg: 110/20-kV-Netzabstützung – Kärnten Netz

Projektnummer: 23-14	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Das 20-kV-Verteilernetz der KNG ist im Bereich Sachsenburg/Möllbrücke derzeit aus dem KW/UW Malta Unterstufe versorgt. Aufgrund von Laststeigerungen im 20-kV-Netz und des Bedarfes der Integration von erneuerbaren Energien ist die Anbindung des 20-kV-Verteilernetzes an das 110-kV-Netz an die zukünftigen Erfordernisse anzupassen. Die dafür notwendigen Maßnahmen erfordern die Errichtung eines neuen 110/20-kV-Umspannwerks im Bereich Sachsenburg aufgrund mangelnder räumlicher Erweiterungsmöglichkeiten im KW/UW Malta Unterstufe. Projektbeschreibung und technische Daten - Errichtung eines 110/20-kV-Umspannwerks zur Abstützung des 20-kV-Verteilernetzes durch die KNG-Kärnten Netz GmbH. Die Einbindung des UW Sachsenburg erfolgt durch Einschleifung in das 110-kV-Leitungssystem 110/1B der APG. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen - Zukunftssichere Abstützung des lokalen Mittelspannungsnetzes und der Industrie-/Gewerbebetriebe sowie Ermöglichung der EE-Einspeisung in das 110-kV-Netz in Kärnten. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen. Weitere Projektinformationen - Neues Umspannwerk (green field) - Überlegungen zur Konzeption von APG und KNG wurden gestartet - Umsetzung / Errichtung (auch der APG-Anlagen Primärtechnik) wird unter der Federführung von Kärnten Netz erfolgen		



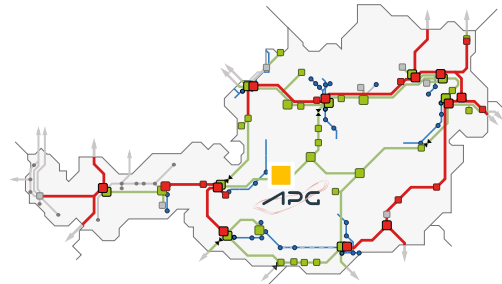
4.9.12 UW Wien Südost: Ausbau eines 380/110-kV-Umspanners – Wiener Netze

Projektnummer: 21-14	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2028
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 welchen eine Teilung der Netzgruppe „J“ ermöglicht wird. In weiterführenden Analysen zu den zukünftigen Entwicklungen seitens Wiener Netze zeigt sich, dass darüberhinausgehend weitere Ausbaumaßnahmen erforderlich sind. Die Inbetriebnahme eines weiteren 380/110-kV-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 steigern die mögliche Austauschleistung mit dem Übertragungsnetz um 600 MVA. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA • Umsetzung mit der Generalerneuerung der 380-kV-Schaltanlage (siehe Projekt 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 Projektinformationen • Planungsüberlegungen WN mit APG gestartet		

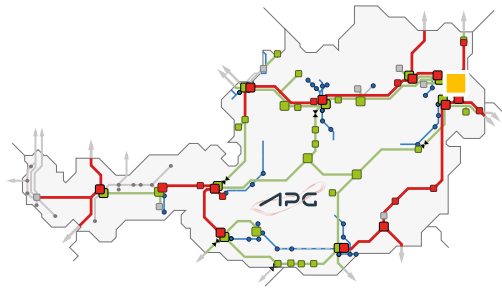


4.9.13 Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark

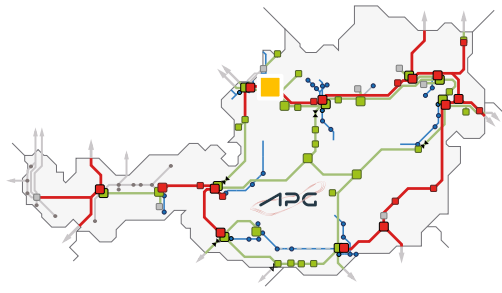
Projektnummer: 21-6	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Notwendigkeit zur Errichtung eines 220/110-kV-Übergabepunktes im Ennstal ergibt sich zum einem durch den steigenden Leistungsbedarf der 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 (EN) 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. Weiters gab es bereits informelle Anfragen über die Integration von bis zu 200 MW Windkraft aus nahen/benachbarten Regionen in das steirische Verteilernetz. Mit einer zusätzlichen Netzabstützung im Raum Schladming-Haus kann die Versorgungssicherheit im Großraum Ennstal erheblich gesteigert werden. Projektbeschreibung und technische Daten • Einbindung in die 220-kV-Leitung Pongau (vormals Tauern) – Weißenbach • 220-kV-Schaltanlage und 220/110-kV-Umspanner (220 MVA) • 110-kV-Errichtung/Ausbau durch Energienetze Steiermark Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der regionalen Versorgungs- und Betriebssicherheit • Wesentliche Maßnahme zur Integration Erneuerbarer Energieträger Weitere Statusdetails • Neues Umspannwerk (green field) • Detaillierte Planungsüberlegungen in Abstimmung zwischen APG und EN • Standortsuche seit über zwei Jahren laufend und mit Schwierigkeiten behaftet		



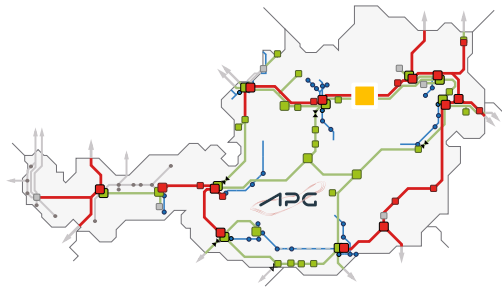
4.9.14 Neues UW Wien Ost (Deutsch Wagram): 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze

Projektnummer: 18-5	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2028
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 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 • 380/110-kV-Umspanner (je 300 MVA) • 110-kV-Ausbau durch Wiener Netze Für den weiteren Ausbau des Verteilernetzes von Wiener Netze und weitere EE-Einspeisungen werden zusätzliche Platzreserve für Umspanner vorgesehen. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Neuerrichtung des UW Wien Ost im Gemeindegebiet von Deutsch Wagram wird die Netzintegration der Windparkprojekte (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) • Finalisierung des Standortes nach äußerst langwierigen Verhandlungen zur Standortfestlegung • Detailplanung wurde gestartet von APG und Wiener Netze		

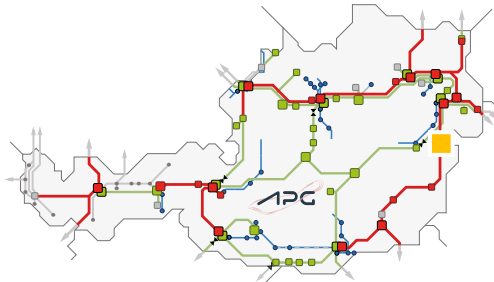
4.9.15 Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung – Netz OÖ

Projektnummer: 18-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2029
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 • Umspannerleistung 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. Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • Die Netzabstützung im Raum Innkreis/Ried ist im Stromnetz-Masterplan Oberösterreich gelistet und als Projekt mit besonderer Bedeutung angeführt • Analyse möglicher Standorte wurde durchgeführt • Aktuell Entwicklung des regionalen 110-kV-Detailkonzeptes durch Netz OÖ mit gesamthafter Berücksichtigung der Einflussfaktoren (EE, EAG etc.)		

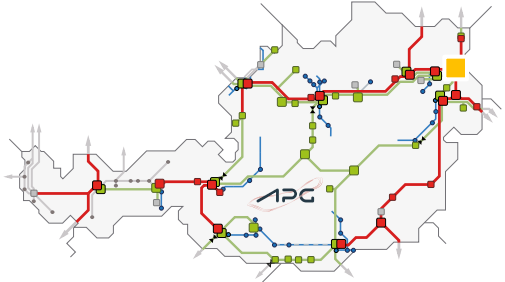
4.9.16 UW Ybbsfeld: Ausbau 110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ

Projektnummer: 18-2	Netzebene: 2, 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2029
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 (200 MVA) inkl. der Neu-Errichtung eines Transformatorfundamentes durch APG, im Zuge der Versetzung werden die Umspanner voraussichtlich 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 Ausbaumöglichkeiten in einem Netzraum mit überdurchschnittlicher Laststeigerung • Sicherer Netzbetrieb im Verteilernetz von Netz NÖ inkl. Einhaltung der Erdschluss-Löschgrenzen		

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

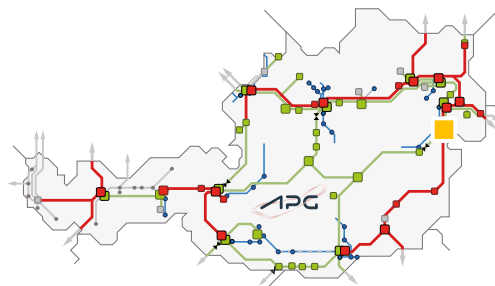
Projektnummer: 21-10	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Auf Grund der derzeit dynamischen Verbrauchs- und Einspeisesituation im nördlichen und mittleren Burgenland und der weiteren durch das EAG zu erwartenden EE-Entwicklung sowie zur Sicherstellung der (n-1)-sicheren Versorgung des Verteilernetzes von Netz Burgenland ergibt sich 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 • 380/110-kV-Umspanner mit 300 MVA • 110-kV-Ausbau/Anbindung durch Netz Burgenland 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)-Anspeisekapazität gesichert. Weitere Statusdetails • Neues Umspannwerk (green field) • Planungsüberlegungen in Abstimmung zwischen APG und NEB • Detailabstimmungen zu einem Gesamt-Konzept für die Netzintegration erneuerbarer Energien für den Zielzeitraum des EAG (d.h. bis 2030) für die Regionen Nord- und Südburgenland laufend; vgl. auch NEP-Projekte 21-8 und 23-16		

4.9.18 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: 2030
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 • 380/110-kV-Umspanner (300 MVA) • 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 • Planungsüberlegungen von Netz NÖ in Abstimmung mit APG und EE-Einspeisern		

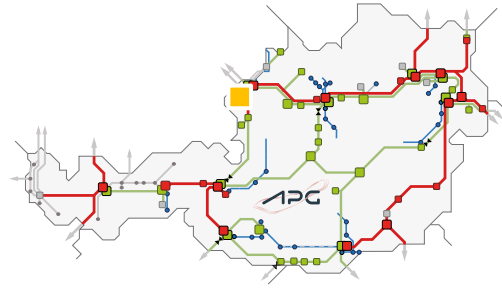
4.9.19 Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze

Projektnummer: 21-11	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2031
Auslöser und technische Notwendigkeit Für das südliche Konzessionsgebiet von Wiener Netze GmbH liegen Anfragen zum Netzananschluss von Windkraftanlagen und PV mit einer Gesamtleistung bis zu rd. 500 MW vor. Die Tendenz der angefragten Leistungen der Netzanlüsse ist stark steigend. Diese Erzeugungsleistung kann weder im Mittelspannungsnetz (20 kV) noch im 110-kV-Netz adäquat eingebunden werden. Projektbeschreibung u. technische Daten • Neuerrichtung einer 380-kV-Schaltanlage und Einbindung in die „Südburgenland“-Leitung im Raum südlich von Wien • 380/110-kV-Umspanner (300 MVA) • 110-kV-Ausbau durch Wiener Netze • Ein-/Anbindung von bestehenden 110-kV-Infrastrukturen durch Wiener Netz (und ggf. APG) Im Einklang mit der tatsächlichen Entwicklung der EE-Rückspeisung werden ein stufenweises Anschlusskonzept für den bedarfsgerechten Ausbau entwickelt und Platzreserven für weitere 380/110-kV-Umspanner vorgesehen. Zusätzlich können in weiterer Folge vorbeiführende bzw. nahe 110-kV-Leitungen von APG und Wiener Netze eingebunden werden, und so der Vermaschungsgrad und die Versorgungssicherheit im 110-kV-Netzgebiet südlich von Wien verbessert werden. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der neuen 380/110-kV-Netzabstützung im Raum Trumau wird der Netzananschluss der geplanten EE-Projekte (v.a. Windkraft und PV) in Netzgebiet südlich von Wien sichergestellt. Zusätzlich ergibt sich später über die Möglichkeit der Einbindung von 110-kV-Leitungen eine stärkere Vermaschung der Netzgruppe „S“ von Wiener Netze und APG, wodurch die Versorgungssicherheit und -qualität nachhaltig erhöht wird. Weitere Statusdetails • Neues Umspannwerk (green field) • Erste Planungsüberlegungen zwischen Wiener Netze und APG gestartet • Standortsuche seit zwei Jahren laufend		



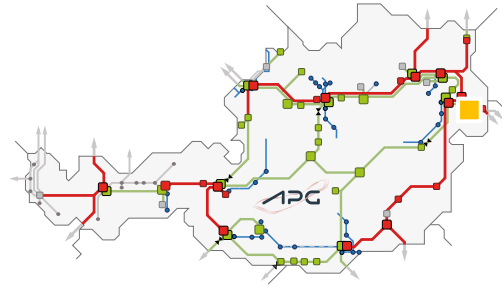
4.9.20 UW Ranshofen: Ausbau 110-kV-Netzabstützung - Netz OÖ (AMAG)

Projektnummer: 23-15	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2031
Auslöser und technische Notwendigkeit AMAG plant einen Teil der Produktionsanlagen von Erdgas auf Strom als Heizenergie umzustellen. Die voraussichtliche zusätzliche Leistung beträgt bis zu 150 MVA und erfordert zusätzliche 110/20-kV-Umspanner im Umspannwerk Ranshofen. Zudem wird seitens Netz Oberösterreich eine neue Netzanbindung von weiteren Kunden am Industriegelände angestrebt, wodurch zusätzliche 110/20-kV- und 110/30-kV-Umspanner erforderlich sind. Projektbeschreibung und technische Daten • Erweiterung der aktuell in Generalerneuerung befindlichen 110-kV-Schaltanlage um fünf Abzweige • Errichtung von drei (durch AMAG) bzw. zwei (durch NOÖ) 110/20-kV bzw. 110/30-kV-Umspanner 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 Projektinformationen • Aktuell Überlegungen zur Kombination (Erweiterung) mit der aktuell laufenden Generalerneuerung der 110-kV-Anlage und damit Nutzung von Synergien (gemeinsam mit NOÖ und AMAG) • Analyse der Anspeisekapazität des derzeitigen 110-kV-Anspeisekonzeptes durch APG		

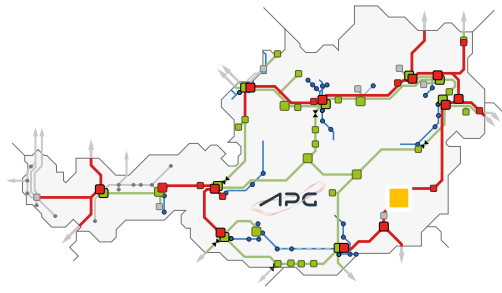


4.9.21 Neues UW Parndorf: 380/110-kV-Netzabstützung - Netz Burgenland

Projektnummer: 23-16	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2032
Auslöser und technische Notwendigkeit Auf Grund 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 Parndorf 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 mittel- bzw. längerfristigen Zeithorizont geplanten EE-Einspeisungen werden Platzreserven für weitere 380/110-kV-Umspanner vorgesehen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit einer zusätzlichen Netzabstützung im Raum Parndorf wird im Bereich des nördlichen Burgenlandes 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 • Laufende Detailabstimmungen zu einem Gesamt-Konzept für die Netzintegration der EE sowie zur Sicherstellung der (n-1)-sicheren Versorgung des Verteilernetzes für das gesamte Burgenland wurden gestartet; vgl. auch NEP-Projekte 21-8 und 21-10.		

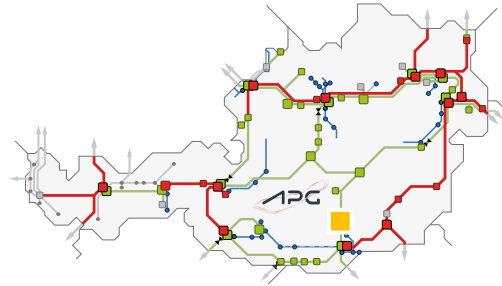


4.9.22 UW Oststeiermark: Ausbau 3. 380/110-Umspanner – Energienetze Steiermark

Projektnummer: 23-17	Netzebene: 1,2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2032
Auslöser und technische Notwendigkeit Das weitläufige 110-kV Netzgebiet der Energienetze Steiermark (EN) in der Oststeiermark wird momentan nur durch den 380/110-kV-Übergabepunkt Wünschendorf abgestützt. Bereits heute kommt es zu Zeiten großer PV-Einspeisung zu beträchtlichen Rückspeisungen ins Übertragungsnetz der APG, wobei die steigende Tendenz der letzten Jahre vor allem in den Sommermonaten bereits 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-Umspannwerken drastische Entwicklungen. Auch die in der Oststeiermark befindlichen weiterverteilenden Netzbetreiber haben bereits einen Rückspeisebedarf im dreistelligen MW-Bereich ins Netz der EN bekanntgegeben. Zur Realisierung der EE-Ziele ist daher eine stärkere Anbindung des Verteilernetzes der EN an das Übertragungsnetz notwendig. Projektbeschreibung und technische Daten • Einbindung des zweiten 380-kV-Leitungssystems (zweissystemige Einschleifung) • Errichtung eines 380/110-kV-Transformators (300 MVA) • Verstärkung der Anbindung des Verteilernetzes der EN im Bereich Oststeiermark Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Wesentliche Maßnahme zur Integration Erneuerbarer Energieträger • Erhöhung der regionalen Versorgungs- und Betriebssicherheit • Entlastung der 110-kV Netzes, Erhöhung der Kapazitäten und (n-1)-Sicherheit Weitere Statusdetails • Projekt befindet sich in anfänglicher Planungsphase, weitere Detaillierungen werden ausgearbeitet (APG mit ENS) • eingeschränkte Möglichkeiten für Anlagenerweiterungen		

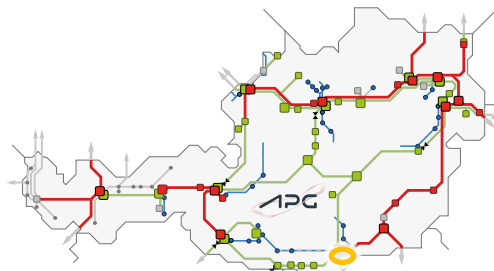
4.9.23 Neues UW Lavanttal: 220/110-kV-Netzabstützung – Kärnten Netz

Projektnummer: 23-18	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2033
Auslöser und technische Notwendigkeit Im Lavanttal sind Windkraftprojekte mit einem Gesamtumfang von über 240 MW bekannt. Weiters ist in Zukunft von mehr als 100 MW an Photovoltaikanlagen auszugehen. Diese zusätzliche Einspeisung aus erneuerbaren Energien in dieser Region übersteigt den regionalen Verbrauch deutlich und kann über das 110-kV-Netz langfristig nicht abtransportiert werden. Deshalb ist eine Anbindung des 110-kV-Netzes im Lavanttal an das APG-Netz erforderlich. Projektbeschreibung und technische Daten Errichtung einer 110-kV-Netzabstützung im Bereich des Lavanttals. Die Maßnahmen und damit zusammenhängende Umstrukturierungen im 110-kV-Netzraum werden von APG und KNG gemeinsam evaluiert. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration von EE (v.a. Windkraft und Photovoltaik) im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen • Erhöhung der Netz- und (n-1)-Sicherheit • Erhöhung der regionalen Versorgungs- und Netzsicherheit		

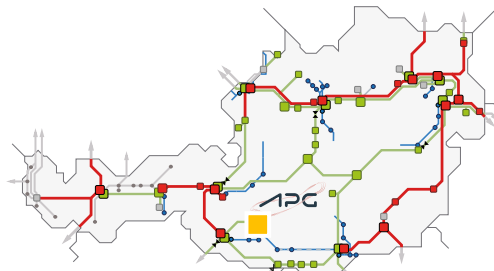


4.10 Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Kunden

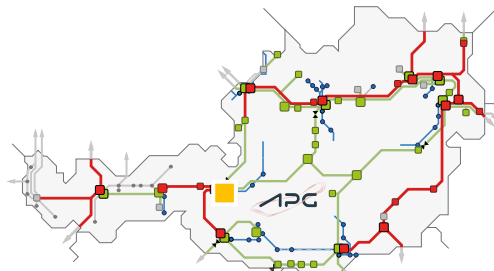
4.10.1 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck (Netzverstärkung)

Projektnummer: 14-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Leitung (UW)	Gepl. IBN: 2026
Auslöser und technische Notwendigkeit Im Lavanttal sind Windkraftwerksprojekte mit einem Gesamtumfang von über 240 MW bekannt. Die zusätzliche Einspeisung aus Windkraft 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. Aktuell sind Leitungsbau-technische Untersuchungen zu einer möglichen Generalsanierung (mit der Umbeseilung auf TAL-Seile) oder eine Generalerneuerung im Gange. Die Detailmaßnahmen und die nötige Verstärkung des UW Bleiburg von KNG sowie mögliche Umstrukturierungen im Netzraum werden gemeinsam mit KNG in 2023 final evaluiert. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration von EE (v.a. Windkraft und Photovoltaik) im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen • Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit • Erhöhung der regionalen Versorgungs- und Betriebssicherheit Weitere Projektinformationen • Anfrage auf Netzanschluss durch KNG bzw. mehrere Projektwerber • Planungsgespräche mit KNG und den Projektwerbern • Status der Windkraftprojekte im Lavanttal mit Stand März 2023: ○ Leistung in Betrieb befindlicher Anlagen: 27 MW ○ Leistung genehmigter Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2025: 30 MW ○ Summenleistung in UVP-Verfahren befindlicher Anlagen: 116 MW ○ Aktuell weitere Potentiale von in Summe über 70 MW bekannt		

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

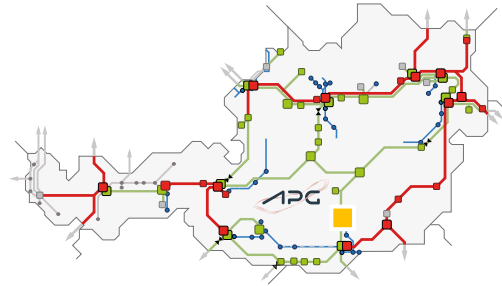
Projektnummer: 21-12	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Änderungen UW / Ltg.	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Verbund Hydro Power GmbH (VHP) wird an den Erzeugungsanlagen im Kraftwerk Malta und Reißbeck/Kreuzeck bestimmte Erneuerungen und Effizienzsteigerungsmaßnahmen 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 wird APG am Standort Malta im Zuge des Projektes ein eigenes Betriebsgebäude für den Betrieb der 220-kV- und 110-kV-Anlagen von APG errichten - 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 (vorbereitender) Umsetzung - In 2024/25 wird ein 220-kV-Netzanschluss von VHP an der 220-kV-Schaltanlage Malta der APG durch weitere Umstrukturierungen/Ausbauten der VHP erfolgen		

4.10.3 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.  APG errichtet aktuell die 380-kV-Salzburgleitung, und bindet diese gemäß dem UVP-Projekt Salzburgleitung in das 380-kV-UW Kaprun ein (vgl. NEP-Projekt 11-10). Die Salzburgleitung sowie 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, wird 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 abwickeln. 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 Salzburgleitung werden notwendige Abschaltzeiträume im Bauablauf möglichst kurzgehalten. Weitere Statusdetails - Baubeschlussfassung für Limberg 3 durch VHP im Frühjahr 2021 - Projekt ist in Umsetzung		

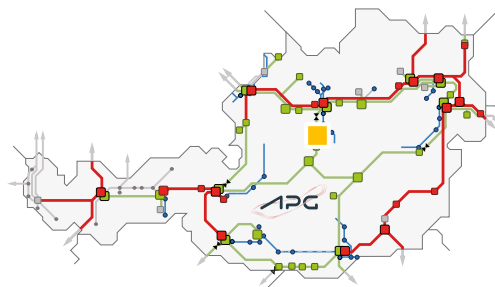
4.10.4 UW St. Andrä: Einbindung Windpark Koralpe

Projektnummer: 14-4	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Herstellung eines Netzan schlusses im 110-kV-Umspannwerk St. Andrä der APG für die Netzanbindung eines Windparks mit einer Leistung von 19,8 MW am Standort Koralpe. Projektbeschreibung u. techn. Daten Das Kundenprojekt umfasst die Errichtung eines Windparks bestehend aus 8 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 19,8 MW am Standort Koralpe. Die Windkraftleistung soll über ein rund 19 km langes Mittelspannungskabel in das 110-kV-Netz einspeisen (im UW St. Andrä). Angebunden wird der Windpark über einen neuen Umspanner von Mspg auf 110-kV. Dafür ist die Erneuerung eines 110-kV-Schaltfeldes im UW St. Andrä vorgesehen. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie in das APG-Netz im Lavanttal und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netzintegration von erneuerbaren Energien. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen. Weitere Projektinformationen • Die Genehmigungen für den Windpark wurden im Februar 2014 bei der Kärntner Landesregierung beantragt • Mittlerweile wurden die gestellten Anträge seitens der Projektwerber auf Grund von Einsprüchen und verzögerten Genehmigungsverfahren zurückgezogen • Neuevaluierung des Windpark-Projektes und ggf. Einreichung nach dem UVP-Gesetz • Inbetriebnahme daher nicht vor 2028		



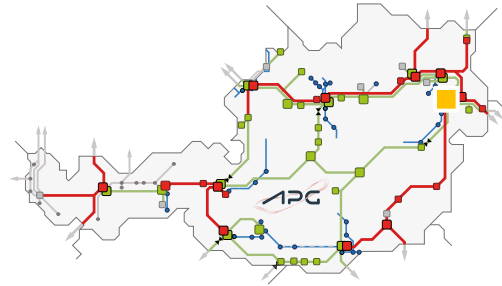
4.10.5 Neues SW Molln: Energiespeicher Bernegger

Projektnummer: 11-24	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung/Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: neues UW	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 zweiseitige Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen – Pyhrn/Weissenbach (Sys.Nr. 201B/202) projektiert. Daten Kraftwerk: • Engpassleistung Turbinenbetrieb elektrisch: 300,0 MW • Leistungsaufnahme Pumpbetrieb elektrisch: 326,4 MW • Maximale / minimale Rohrfallhöhe: 654 / 610,5 m • Die Anbindung der Maschinensätze an das 220-kV-Netz erfolgt über Mittelspannungs-Vollumrichter und Transformatoren Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Der energiewirtschaftliche Nutzen des PSKW ist, gemäß den Angaben des Projektwerbers, den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes zukunftsorientiert nachzukommen. Aus den Gegebenheiten des Elektrizitätsmarktes ist ein markant steigender Bedarf an regulativen Kraftwerkskapazitäten bzw. Speicherkapazitäten abzuleiten. Einerseits ist dies durch den wachsenden Anteil volatiler erneuerbarer Erzeugungsformen gegeben, andererseits erfordern ausgeprägte Lastprofile des Verbrauchs eine erhöhte Flexibilisierung leistungsstarker Erzeugungseinheiten. Die europaweit forcierte Energiewende erfordert Kraftwerke bzw. Speicherkapazitäten und zugehörige Umspannwerke, welche die Erzeugungsschwankungen der erneuerbaren Erzeugungsanlagen kompensieren. Die Einspeisecharakteristik dieser erneuerbaren Erzeugungsanlagen ist durch eine höhere Volatilität gekennzeichnet und verursacht einen Mehrbedarf an Ausgleichsenergie. Der seit der Ukraine Krise noch stärker forcierte Ausstieg von fossilen Energieträgern verstärkt diese Notwendigkeiten deutlich. Das Gesamtvorhaben „Energiespeicher Bernegger“ erfüllt genau diese Anforderung nach zusätzlichen regulativen Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise erhöhter Bereitstellung von Ausgleichsenergie. Durch Einsatz der Vollumrichter kann vollflexibel und bedarfsorientiert der Einsatz im Pumpbetrieb (Energieaufnahme) oder im Turbinenbetrieb (Stromproduktion) erfolgen. Das Gesamtprojekt ist in der Lage, stabilisierend zu wirken und leistet somit einen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit. Das Projekt kennzeichnet sich durch eine zentrale Lage direkt an der bestehenden 220-kV-Leitung sowie zwischen den bestehenden großen Pumpspeichern im Westen Österreichs und den nennenswerten Wind- und PV-Erzeugern im Osten Österreichs, Netzverluste können dadurch reduziert werden. Weitere Projektinformationen • Neues Schaltwerk (green field)		

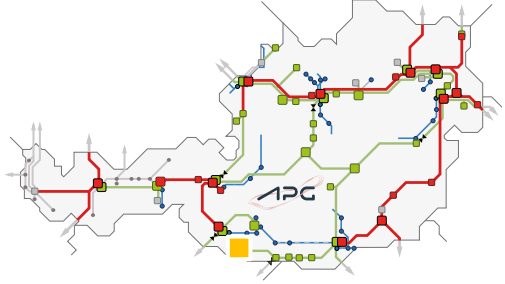


4.10.7 UW Wien Südost: Ausbau 380-kV-Netzanschluss - OMV

Projektnummer: 23-19	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2028/29
Auslöser und technische Notwendigkeit Die OMV wird 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 einnehmen. 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 in der bestehenden 380-kV-Anlage im UW Wien Südost durch APG für den Netzanschluss Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der Leistungsfähigkeit der Stromanspeisung • Ermöglichung der geplanten Dekarbonisierung der Prozesse der OMV Weitere Projektinformationen • Vorprüfungsverfahren für Genehmigung nach Starkstromwegerecht wurde von OMV im Q2/2023 beantragt • Die Umsetzung erfolgt von APG in Kombination bzw. mit dem NEP-Projekt 23-6		

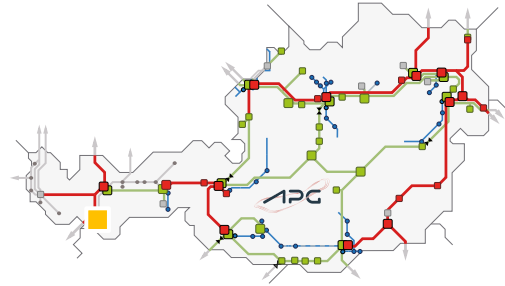


4.10.8 Netzanschluss Merchantline Würmlach (AT) – Somplago – Alpe Adria Energia

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 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 • Antrag auf Netzanschluss wurde bei APG gestellt		

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

Projektnummer: 23-21	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2031/32
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 • Ausbau 380kV- und 220kV-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 • Planungsüberlegungen werden gestartet • Netzraum mit zum Teil hohen Transportleistungen und -belastungen (zunehmend Engpass-gefährdet), weitere Netzanalysen sind erforderlich		



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 Leitungs-großprojekten und 380-kV-Verbindungen können zusätzliche 110-kV-Netzabstützungen (Umspannwerke) zu den Verteilernetzbetreibern und leistungsstarke EE-Einspeisepunkte geschaffen werden. Diese werden mit zunehmender Konkretisierung in die zukünftigen NEP 2025ff aufgenommen.

5.1.1 Kunden- und Speicherprojekte

Für die in Tabelle 6 aufgelisteten Netzanschlussprojekte von Kunden liegen die im Punkt 1.3 definierten Voraussetzungen zur Aufnahme in den Netzentwicklungsplan noch nicht vor. Um auch über diese Entwicklungen zu informieren, werden diese Projekte hier angeführt:

Informationen über zukünftige Kundenprojekte
Netzanschluss PSKW Koralm
Neues 380kV/110kV Umspannwerk UW Reutte (TINETZ)

Tabelle 6: Informationen über zukünftige Kundenprojekte; PSKW = Pumpspeicherkraftwerk

5.1.2 Sektorkopplungen (Power-to-Gas)

Sektorkopplungsanlagen wie Power-to-Gas (kurz: P2G; sog. Sektor-Transformator) werden im Energiesystem der Zukunft eine wichtige Rolle einnehmen. Neben unterschiedlichen Studien, die den P2G-Bedarf in Österreich im GW-Bereich abschätzen, definiert auch die „H2-Strategie Österreichs“ für 2030 ein Ziel von 1 GW an P2G-Anlagen. Gemäß dem österreichischem Netzinfrasturkturplan (ÖNIP) sowie dem ENTSO-E Ten Year Network Development Plan (TYNDP) sind für das zukünftige Energiesystem kostenoptimale Kombinationen aus verschiedenen Flexibilitätsoptionen erforderlich. Um die Verfügbarkeit und Marktreife von Power-to-Gas-Anlagen voranzutreiben, wurde 2021 im Zuge der EIWOG-Novelle des EAG-Pakets mit dem § 22a für Stromnetzbetreiber die Möglichkeit geschaffen – nach Abwicklung eines Markttests – P2G-Anlagen zu errichten und zu betreiben sowie damit den Markthochlauf voranzutreiben. In der österreichischen Wasserstoffstrategie wurde dieses Ziel im Aktionsfeld 1 „Zeitnaher Markthochlauf mittels Vorzeigeprojekten ermöglichen“ von der Politik noch einmal bekräftigt.

APG wird sich daher in den kommenden Jahren intensiv mit den geschaffenen gesetzlichen Möglichkeiten beschäftigen und **Sektorkopplungen (v.a. P2G-Anlagen)** entwickeln. Diese bieten folgenden **netzbetrieblichen und energiewirtschaftlichen Nutzen**:

- Möglichkeit zur saisonalen Verlagerung und besseren Speicherung von EE
- Durch optimierte Standortwahl zusammen mit der regionalen EE-Verteilung kann der

Redispatch-Bedarf reduziert werden (netzdienlicher Betrieb)

- Reduktion von EE-Einschränkungen (Abregelungen etc.) bei Netzengpässen
- Beitrag zum notwendigen Technologiehochlauf von P2G
- Reduktion der Abhängigkeit von Gasimporten
- Unterstützung der österreichischen und europäischen Klima- und Wasserstoffziele (proaktiver Beitrag zur Dekarbonisierung der Sektoren Industrie, Verkehr, Wärme)

5.2 Projekt ZusammEn 2040

Für ein klimaneutrales Österreich sind allerdings weitere massive EE-Ausbauten zu erwarten. Um den damit verbundenen Netzausbaubedarf (bis 2040ff) zu quantifizieren hat APG in einer ganzheitlichen Betrachtung des österreichischen Energiesystems das Projekt „ZusammEn 2040“ gestartet.

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 des Verkehrssektors ist eine Notwendigkeit. Für den Erfolg der Energiewende ist eine enge Koordination aller relevanten Stakeholder eine Voraussetzung.

Kern des Projektes ZusammEn2040 ist ein durch APG in Kooperation mit TransnetBW und AGGM entwickeltes Energiesystemmodell, das auf einer Weiterentwicklung der open-source Toolbox PyPSA basiert. Das Optimierungs-Modell bildet das Energiesystem in Europa in hoher zeitlicher und regionaler Auflösung ab und minimiert die gesamteuropäischen Systemkosten unter Einhaltung von nationalen und europäischen CO₂-Reduktionspfaden und einer Vielzahl von Nebenbedingungen.

Wie in Abbildung 6 dargelegt, soll mit dem Projekt ZusammEn2040 ein Stakeholderprozess gestartet werden, in welchem das Modellierungssystem und das Expertenwissen einer Vielzahl von Stakeholdern zur Verfügung gestellt wird und v.a. eigene Szenarien entwickelt werden können. Die Interaktion mit den Stakeholdern wird über innovative Plattformen gewährleistet und durch gemeinsame Workshops begleitet. Jeder Stakeholder kann ausgehend von einem bereitgestellten Basisszenario verschiedene Zukunftsszenarien entwickeln. Die gewählten Inputparameter und Bedingungen werden in das Energiesystemmodell gespielt und die Ergebnisse in einer standardisierten und leicht verständlichen Form ausgegeben. Mit Unterstützung der Experten werden die Ergebnisse dann interpretiert und verschiedene Visionen erarbeitet. Die in ZusammEn 2040 entwickelten Szenarien sollen einer quantifizierbaren Diskussion über das Energiesystem der Zukunft dienen und ggf. in größerem Kreis diskutiert und/oder auf der Homepage von ZusammEn 2040 (<https://www.apg.at/projekte/zusammen-2040/>) veröffentlicht werden.

Aufbauend darauf können gemeinsame Outcomes identifiziert und der Strom-Transportbedarf für verschiedene Szenarien 2040 abgeleitet werden. Diese Erkenntnisse dienen als Input für die strategische Netz- und Systementwicklung und weitere Prozesse bei APG.



Abkürzungen: ESM ... Energiesystemmodell; NEP ... Netzentwicklungsplan; TYNDP ... Ten-Year-Network-Development-Plan

Abbildung 6: Ablauf Projekt "ZusammEn 2040"

6. Risiken

Die zeitgerechte Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die Verstärkung der Netzkapazitäten sind wesentliche Aufgaben des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers 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 Kosten. 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 Projektabbruchs angefallenen Kosten zu aktivieren und abzuschreiben (sofern auch durch Nachbesserungen kein Konsens 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.

- **Der 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 Kosten 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 der Bau-, Errichtungs- und Montagepreise. Zur Veranschaulichung der Rohstoffpreisvolatilität ist die Entwicklung der Aluminium-, Kupfer-, Eisen- & Stahlpreise sowie des Baukostenindex (Brückenbau) im Zeitraum 2017 bis zum 1. Halbjahr 2023 in Abbildung 7 dargestellt.

Zu sehen sind extreme Anstiege der Preisindizes für Rohstoffe, getrieben durch 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 wieder rückläufig sind, zeigen sich aktuell dennoch markant höhere Preisniveaus als vor den Krisen. 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.

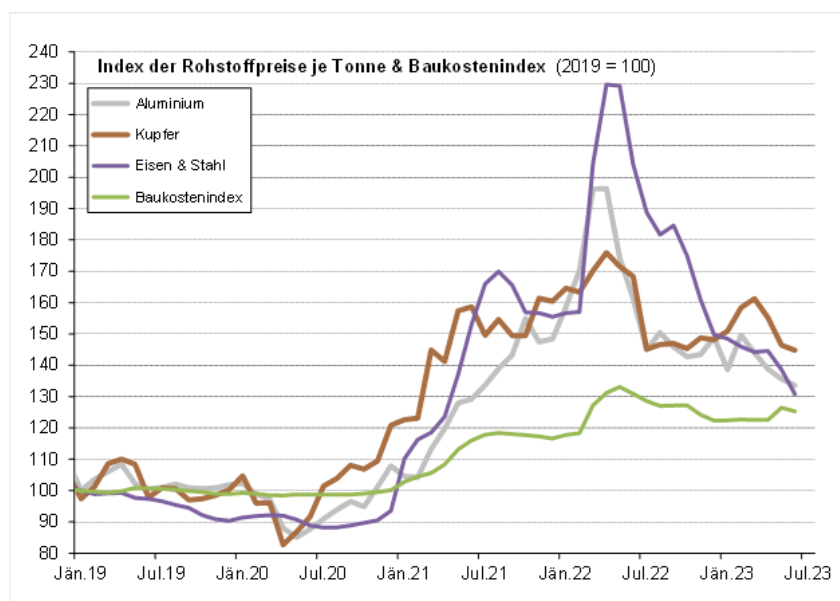


Abbildung 7: Entwicklung der Aluminium-, Kupfer-, Eisen- & Stahlpreise sowie Baukostenindex 2017 bis 1. Halbjahr 2023 (Quelle: www.finanzen.net & Statistik Austria)

• 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 zu wiederholen sind. 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 dennoch mehr Boden als geplant verbessert oder ausgetauscht werden muss, wodurch Mehrkosten entstehen.

• 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.

- **Externe Einflüsse**

(Un-)Wetter, strenge Winter oder lange Kälteperioden können vor allem in Kombination mit Bauzeitbeschränkungen, die in den Genehmigungsverfahren festgelegt wurden, 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 energiewirtschaftlichen Zusammenhängen und zum Verständnis des Energie- und Stromsystems ebenso wie projektspezifische Detailinformationen. Um dies durchzuführen und gewährleisten zu können, müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen bei APG für die Netzausbauprojekte, die Projektumfeld-Betreuung und Öffentlichkeitsarbeit 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.

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 abbilden kann. 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 Leitungszüge eingebunden.

6.5 SF₆-Thematik

Auch 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 bis Ende 2030. 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 zwingend 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 Neutrassierungen mit höheren Risiken betreffend der Umsetzungszeiträume bzw. -dauern (Dauer für Planung, Genehmigung, Bau und Inbetriebnahme) behaftet.

Die bereits gesetzten und in Vorbereitung bzw. Diskussion befindlichen Beschleunigungsmaßnahmen für Projektgenehmigungen, v.a. für UVP-pflichtige Vorhaben, sind in diesem Zusammenhang von hoher Bedeutung, müssen sich jedoch erst in der Praxis bewähren und noch weiter ausgebaut werden. Soweit bekannt bzw. absehbar und wo aus heutiger Sicht erforderlich, sind beschleunigende Maßnahmen zu Genehmigungsverfahren in den Zeitplänen der einzelnen Projekte zum Teil bereits berücksichtigt (z.B. angenommene Zeitdauer vom Start der Planung bis zur rechtskräftigen 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 (Corona-Pandemie und Ukraine-Krieg, etc.) sowie durch den akuten Fachkräftemangel belastet.

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 und verbindliche Verträge mit Lieferanten abzuschließen, um Fertigungs-Slots (z.B. für Großtransformatoren) und Ressourcen (z.B. Montageleistungen) abzusichern.

7.1 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 wird in diesem Zusammenhang folgende Maßnahmen bei bestimmten Großprojekten ergreifen, 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 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).

- Detailplanung der Bauausführung, Durchführung von Ausschreibungsverfahren und Beschaffung von Materialien und Komponenten bei 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.

7.2 Priorisierte NEP-Projekte und Abhängigkeiten

Im Folgenden wird nochmals auf einzelne Projekte eingegangen, die aufgrund von Abhängigkeiten wie beispielsweise erforderliche Abschaltungen und stringente Zeitpläne bis zu den Inbetriebnahmen dringlich zu starten und 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).

Die **380-kV-Deutschlandleitung (NEP-Projekt 11-7 und PCI-Projekt)** ist aufgrund des hohen volkswirtschaftlichen und netzbetrieblichen Nutzens sowie zur Erhöhung der Versorgungssicherheit von sehr hoher Bedeutung (vgl. 4.5.8). APG und der Projektpartner TenneT sind seit Jahren in enger Abstimmung zur Gesamtprojektkoordinierung und betreffend der drei Teilabschnitte des Projektes auf deutscher Seite. TenneT hat mit der Errichtung des Teilabschnittes 3 bereits im Jänner 2023 begonnen, und den Baustart des Teilabschnittes 1 im Sommer 2023 eingeleitet. TenneT und APG sind übereingekommen, alle erforderlichen Maßnahmen zu setzen, um die frühestmögliche Inbetriebnahme der Deutschlandleitung mit Ende 2027 einhalten zu können – dazu ist es notwendig, dass APG ab Q3/2023 Bestellungen zu Großkomponenten (insbesondere für die 380-kV-GIS-Schaltanlage St. Peter) sowie für Bau- und Montageleistungen auslöst. Um die Einhaltung des IBN-Termins zu ermöglichen, hat APG im August 2023 den Baubeschluss für das NEP-Projekt 11-7 (380-kV-Deutschlandleitung) gefasst.

Die **220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich (NEP-Projekt 11-11)** stellt einerseits die zukünftige Netz- und Versorgungssicherheit im gesamten Zentralraum Oberösterreich (ZROÖ) sicher und schafft zudem entsprechende 110-kV-Netzkapazitäten für die dringend nötige Teilnetzbildung und EE-Einspeisungen (vgl. 4.5.7). Weiters wird mit dem Projekt und der Realisierung des 220/110-kV-UW Hütte Süd die Grundlage für die Umsetzung der Dekarbonisierungsstrategie der voestalpine geschaffen. Hierbei werden durch die Technologieumstellung auf Elektrolichtbogenöfen bedeutende CO₂-Einsparungen in der Stahlerzeugung möglich (Reduktion der Emissionen am Standort Linz um etwa ein Drittel ab 2030 bzw. ca. 3% der gesamten österreichischen CO₂-Emissionen im Jahr 2018). Um den stringenten Zeitplan mit der Erst-Inbetriebnahme der 220-kV-Anspeisung und dem UW Hütte Süd bis Ende 2026 einhalten zu können, sind laufend – trotz anhängigem Beschwerdeverfahren zum UVP-Bescheid der oberösterreichischen Landesregierung – ebenfalls vorgezogene Bestellungen von Großkomponenten, Bau- und Montageleistungen nötig.

Generalerneuerungen von 220-kV-Leitungen

Die bevorstehenden Generalerneuerungen der 220-kV-Leitungen Reitdorf – Weißenbach (NEP-Projekt 19-2) und Weißenbach – Hessenberg (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 – die Projektumsetzungen können daher nur sequentiell erfolgen:

- 380-kV-Salzburgleitung, gepl. IBN Q2/2025
- Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach, 2026 - gepl. IBN 2028
- Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg, 2028 - gepl. IBN 2030

Die Abschaltplanung der nächsten Jahre wird umfassend mit sämtlichen (auch internationalen) Partnern abgestimmt und koordiniert, weshalb zusätzlich Verschiebungen kaum möglich sind.

220-kV-Leitung Hessenberg – Leoben und neues 220/110-kV-UW Leoben (NEP 21-7 u. 23-2)

Auch dieses Projekt bedingt eine beschleunigte Umsetzung und steht im Zusammenhang mit der Netzintegration von EE sowie der Technologieumstellung der Stahlerzeugung in Donawitz, wobei hier bereits rechtskräftige Genehmigungen für das Projekt nach StWG vorliegen. Darüber hinaus sind für die Umsetzung signifikante Abschaltungen erforderlich, die in engem Zusammenhang mit den zuvor genannten Generalerneuerungen der NEP-Projekte 19-2 und 19-4 stehen (der Umbau/ Ersatzneubau der von Hessenberg wegführenden 220-kV-Leitung muss vor dem Start des Projektes 19-2 (Generalerneuerung 220-kV-Ltg. Reitdorf – Weißenbach) ab Herbst 2025 erfolgen).

Die Organisation und die Abhängigkeiten von Abschaltprogrammen der Projekte untereinander inkl. der Notwendigkeit der Abstimmungen mit internationalen Partnern (gemäß den verpflichtenden Network Codes) und den Verteilernetzbetreiber lässt kaum Spielräume zu. Sofern Abschaltungen nicht wie geplant durchgeführt werden können oder die Bestellungen für die Projekte nicht rechtzeitig – ggf. auch mit Risikopositionen – erfolgen, ergeben sich Verschiebungen und wechselseitige Abhängigkeiten auch von bzw. mit anderen Projekten (vgl. "Domino-Effekt").

Verschiebungen bzw. Verzögerungen der in Abschnitt 7.2 genannten NEP-Projekte gefährden massiv die Zielsetzungen und jeweiligen Projekt-Benefits inkl. deren netzbetrieblichen und energiewirtschaftlichen Nutzen, die Netzintegration der EE und die Erreichung der Klimaziele und haben nachteilige Einflüsse auf weitere NEP-Projekte sowie deren Zeitpläne. ■