



APG

AUSTRIAN POWER GRID
STROM BEWEGT

Netzentwicklungsplan 2017

für das Übertragungsnetz der
Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum: 2018 - 2027

Planungsstand: August 2017



Wien, im August 2017

© 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 im APG Netzentwicklungsplan 2017 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 Netzentwicklungsplanes entstehen.

Layout: APG

Inhalt

KURZFASSUNG	7
1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG	12
1.1 Allgemeines	12
1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers	13
1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber	13
1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans	15
1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans	16
1.6 Umfeld für den Netzausbau.....	18
1.7 Abgeschlossene Projekte des NEP 2016.....	19
2 TECHNISCHES UMFELD FÜR DEN NETZAUSBAU	20
2.1 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen.....	20
2.2 Ausbau erneuerbarer Energieträger.....	20
2.3 Auftreten von Engpässen bei ungenügenden Netzkapazitäten	22
2.4 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung	23
2.5 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung	24
2.6 Nachhaltiges Trassenmanagement (NTM).....	26
3 DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ DER REGELZONE APG	27
3.1 APG als Teil des europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetzes.....	27
3.2 Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP)	28
3.2.1 Szenarien für die Ausbauplanung.....	28
3.2.2 Key Findings des TYNDP 2016	30
3.3 Energieinfrastrukturpaket – Projects of Common Interest.....	31
3.4 APG-Masterplan 2030.....	32
4 PROJEKTE IM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2017	35
4.1 Allgemeines	35
4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen.....	35

4.1.2	Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	36
4.2	Verschiebungen von geplanten Inbetriebnahmen durch Partner	36
4.3	Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen	36
4.3.1	Leitungen.....	37
4.3.2	Umspannwerke/Schaltanlagen	37
4.4	Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2017.....	38
4.5	Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2016)	42
4.5.1	380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Altheim).....	42
4.5.2	Netzraum Weinviertel.....	44
4.5.3	UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner	46
4.5.4	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern	47
4.5.5	Zentralraum Oberösterreich	51
4.5.6	Reschenpassprojekt.....	53
4.5.7	Netzraum Kärnten	55
4.5.8	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ	56
4.5.9	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG-Kärnten Netz	57
4.5.10	UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Wasserspeicherkraftwerk Pfaffenboden	58
4.5.11	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN.....	60
4.5.12	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung Energienetze Steiermark.....	61
4.5.13	UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner.....	63
4.5.14	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV	64
4.5.15	UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss Wiener Netze.....	66
4.5.16	UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz Burgenland.....	67
4.5.17	110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vize/IT) TINETZ.....	68
4.5.18	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung	69
4.5.19	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung	70
4.5.20	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe	71
4.5.21	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung	72
4.5.22	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner	73
4.5.23	UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG.....	74
4.5.24	UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner Energienetze Steiermark	75
4.5.25	UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner UW Funsingau TINETZ	76

4.5.26	UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner.....	77
4.5.27	UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner.....	78
4.5.28	UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ.....	79
4.5.29	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg.....	81
4.6	Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 17).....	83
4.6.1	Ausbau UW Ernsthofen und Ybbsfeld: 110-kV Netz NÖ	83
4.6.2	UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ	84
5	INFORMATIONEN ÜBER ZUKÜNFTIGE PROJEKTE.....	85
6	RISIKEN.....	86
6.1	Rechtliche Risiken.....	86
6.2	Risiken im Zuge der Projektumsetzung	87
6.3	Gesellschaftliche Akzeptanz	89
	ANHANG.....	90
A	ZIELE DES NACHHALTIGEN TRASSENMANAGEMENTS	90
A.1	Trasstypen	90
A.1.1	Leitziel 1 – Schutz und Förderung der Biodiversität	91
A.1.2	Leitziel 2 – Förderung der regionalen Entwicklung.....	91
A.1.3	Leitziel 3 - Bewusstseinsbildung und Akzeptanz in der Bevölkerung.....	91
A.2	Artenschutzprojekte	91
A.2.1	Projekt zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken.....	91
A.2.2	Projekt zur Wiederansiedlung des Habichtskauz	92

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Ökonomischer Effekt APG-Netzinvestitionen; VZÄ = Vollzeitäquivalent.....	16
Tabelle 2: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2016.....	19
Tabelle 3: Einteilung des Projektstatus.....	36
Tabelle 4: Übersicht der Umsetzungszeiträume der Projekte.....	39
Tabelle 5: Informationen über zukünftige Projekte.....	85
Abbildung 1.1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze..	16
Abbildung 2.1: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie und Regelarbeitsvermögen ..	21
Abbildung 2.2: Entwicklung der Erzeugungsleistungen in der EU.....	22
Abbildung 2.3: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip)	25
Abbildung 3.1: Das APG-Übertragungsnetz	27
Abbildung 3.2: Szenarioraum des TYNDP 2016.....	29
Abbildung 3.3: Jährliche Stromerzeugung in den Szenarien des TYNDP 2016	29
Abbildung 3.4: Key Findings des TYNDP der ENTSO	30
Abbildung 3.5: Zusammenhänge NEP – Regional Plans (TYNDP) – TYNDP – PCI.....	31
Abbildung 3.6: Die TOP-10-Leitungsprojekte des APG-Masterplan 2030	33
Abbildung 4.1: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Umspannwerksprojekte)	40
Abbildung 4.2: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Leitungsprojekte)	40
Abbildung 4.3: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP.....	41
Abbildung 6.1: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2013 bis 2017.....	88

Kurzfassung

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Energiewirtschaft in Europa steht inmitten einer weitreichenden Transformation. Politische Beschlüsse (u.a. Kyoto Klimaziele 1997, die 20/20/20-Ziele bzw. die in 2014 beschlossenen 40-27-27-Klimaziele der EU für 2030, die Ergebnisse der Klimakonferenz in Paris 2015 und nationalstaatliche Umsetzungspakete, der Atomausstieg in mehreren europäischen Ländern) kollidieren dabei mit den vorliegenden elektrizitätswirtschaftlichen Bedingungen (u.a. historisch gewachsene Netzstruktur, verzögerter Netzausbau, bestehender Kraftwerkspark etc.). Neue Stromerzeugungsformen (z.B. Windkraft) an den Randlagen Europas können mit der aktuellen Netzinfrastruktur nicht ausreichend in die Verbrauchszentren am Kontinent transportiert werden. Maßnahmen wie die nationale Förderung von Ökostrom werden durch fehlende Ausbauten und Anpassungen in den Stromnetzen zur Gefahr für die Versorgungs- und Systemsicherheit in Europa.

Die Energiewende – massive Steigerung des Anteils an Erneuerbaren

Die Steigerung der erneuerbaren Energieträger (EE) am Gesamtanteil der Stromerzeugung ist ein entscheidender Beitrag zur Erreichung der Klima- und Energieziele der Europäischen Union und Österreichs. Auch wenn der bisherige Ausbau der Erneuerbaren beeindruckende Zahlen vorweist, so ist nach den Zielen für einen Anteil von 27% des europäischen Energieverbrauchs bis 2030 ein weiterer enormer Ausbau nötig. Dies führt zu einem massiv steigenden Anteil von Stromproduktion aus Wind- bzw. Photovoltaik (PV) und bringt erhöhte Volatilitäten mit sich (dargebotsabhängige Stromerzeugung). Dadurch steigt aus Systemsicht die Bedeutung von kapazitätsstarken und leistungsfähigen Stromnetzen und Speichersystemen.

Durch den EE-Ausbau und den daraus resultierenden eingespeisten Leistungen in das Stromnetz steigen die Anforderungen an dieses fortlaufend. Beispielhaft sei genannt: Bis zu rd. 40 Gigawatt Einspeiseleistung aus PV sind in Deutschland untertags verfügbar und werden in die Stromnetze eingespeist. Dabei und/oder bei hoher Winderzeugung (ebenfalls bis zu rd. 40 GW) werden konventionelle Grundlastkraftwerke, die auch weiterhin für die Netzstabilität und Netzstützung erforderlich sind, wirtschaftlich unrentabel und vom Netz genommen bzw. in weiterer Folge stillgelegt. Die Verfügbarkeit von Grundlast-Kraftwerken ist jedoch für den sicheren Netzbetrieb und bei unzureichendem EE-Dargebot unabdingbar.

Zusammengefasst heißt dies: nur erhöhte Transportkapazitäten der Netze können bei weiterem Steigen der installierten Anlagenleistungen der erneuerbaren Einspeiser (EE) die Versorgungssicherheit Europas und Österreichs auch in Zukunft sicherstellen. Dies gilt insbesondere für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit des Elektrizitätssystems.

Österreich mit seiner zentralen Lage in Europa ist massiv mit den internationalen Entwicklungen konfrontiert. Engpässe oder Fehlallokationen in benachbarten Netzen haben unmittelbar Auswirkungen auf das österreichische Stromnetz.

Konsequenzen für die Stromnetze

Der Ausbau bzw. die Optimierung der Übertragungsnetze in Europa und Österreich ist eine unabdingbare Voraussetzung zur Erreichung der Klima- und Energieziele, aber auch zur Erhaltung der Versorgungssicherheit. Bestätigt wird dies durch die 4. Auflage des im Auftrag der Europäischen Kommission von der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) erstellten und veröffentlichten 10-Jahres-Netzausbauplanes (TYNDP 2016). Dieser definiert einen Ausbaubedarf von rd. 40.000 km neuer bzw. zu verstärkender Hochspannungsleitungen in Europa und rechnet dafür mit Investitionskosten von 150 Mrd. €.

Allein in Deutschland wären entsprechend der DENA-II-Studie aus dem Jahr 2010 rd. 3.500 km Ausbau an Übertragungsnetzinfrastruktur notwendig gewesen. Gemäß den aktualisierten Szenarien wird nunmehr im Entwurf zum deutschen Netzentwicklungsplan 2030 ein Netzausbaubedarf von rd. 10.000 km genannt. Außerdem steigen die Anforderungen im Bereich der Netzbetriebsführung massiv, wofür weiterführende Entwicklungen für Prognose-Tools und Systemdienstleistungen nötig werden.

Im Rahmen der europäischen Energieinfrastruktur-Verordnung wurden in Europa rund 100 Netzinfrasturkturprojekte definiert, deren Realisierung vorrangige Bedeutung für die Integration der Erneuerbaren, die Versorgungssicherheit und die europäische Marktintegration haben. Fünf Leitungsprojekte der APG sind Teil dieser 2015 von der Europäischen Kommission veröffentlichten zweiten Liste der „Projects of Common Interest (PCI)“.

Bei aller Konzentration auf die Energiewende darf nicht vergessen werden, dass dabei auch Marktgegebenheiten und Veränderungen des liberalisierten europäischen Strommarktes berücksichtigt werden müssen, ebenso wie die Verbraucherseite (inkl. Entwicklungen bei leistungsintensiven Industriezweigen z.B. Stahl-/Aluminium-Industrie, Anlagenbau etc.).

Massiver Ökostromausbau in Österreich

Österreich steht angesichts des Ökostromgesetzes 2012 sowie dessen bevorstehende Novellierung vor ähnlichen Herausforderungen. Die installierte Windkraftleistung soll bis 2020 auf 3.000 MW erhöht werden. Die Entwicklung der Windkraft von rd. 1.000 MW im Jahr 2010 auf mittlerweile knapp 2.700 MW (Stand per Mitte 2017) sowie weitere Windparkprojekte im Osten Österreichs zeigen, dass dies nicht nur theoretische Pläne sind. Im Bereich der Photovoltaik liegt die Zielsetzung des Ökostromgesetzes bei einem Zubau von rund 1.200 MW bis 2020. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung ist auch ein weiterer Ausbau der heimischen Wasserkraft möglich.

Werden für die zukünftige und nachhaltige Stromproduktion in Österreich keine entsprechenden Netzkapazitäten geschaffen, entstehen langfristig mehrere negative Folgeeffekte:

- Erhöhte Notwendigkeit von Eingriffen in den Strommarkt durch Netzbetreiber (marktseitiges und kostenintensives Engpassmanagement)
- Die Attraktivität von Investitionen in Erneuerbare sinkt

- Gefährdung der Versorgungssicherheit und des Wirtschaftsstandortes Österreichs
- Verminderung der Qualität des Wirtschaftsstandortes

Spezifische Rahmenbedingungen für den Netzaus- und -umbau in Österreich

Ein wesentlicher Faktor zur Umsetzung der notwendigen Netzausbauten ist die Dauer der Genehmigungsverfahren. Diese sind zurzeit sehr komplex (Bundes- und Landesgesetzgebung) und langwierig. Weitere spezifische Faktoren (fehlende Trassensicherung bei Bestands- und Planungstrassen; unterschiedliche Grenzwerte im Bereich Schall bzw. EMF; kein eigenes Genehmigungsregime für das Upgrade von Leitungen; fehlender standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess; Kapazitätsengpässe u.a. bei Humanressourcen in den verfahrensführenden Verwaltungen bzw. Sachverständigen) verzögern die Genehmigungsverfahren. Um diese Defizite zu beseitigen und somit die Stromwende in Österreich nachhaltig voranzutreiben, gilt es folgende bundesgesetzliche Rahmenbedingungen zu verbessern (vgl. auch 1.6):

- Verfahrenstechnische Gleichstellung des Übertragungsnetzes mit Straße und Schiene und standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess
- Harmonisierung von genehmigungsrelevanten Grenzwerten
- Umsetzung des Prinzips „Upgrade vor Neubau“ (NOVA: Netzoptimierung vor Verstärkung und Ausbau)
- Schutz und Freihaltung von Bestandstrassen (u.a. vor Unterbauung) sowie von Planungskorridoren
- Anerkennung der Notwendigkeit des Netzausbaus als Teil der Energie-/Klimastrategie
- Definition systemrelevanter (Grundlast-)Kraftwerke und deren regulatorische Einordnung

APG-Masterplan 2030

Gemäß der gesetzlichen Verantwortung – das Übertragungsnetz in Österreich vorausschauend sicher und zuverlässig auszubauen – hat APG im Jahr 2013 den Masterplan 2030 veröffentlicht. Das Zielnetzkonzept der APG sieht die Schließung des 380-kV-Ringes im Süden Österreichs, eine leistungsfähige 380-kV-Achse in Westösterreich sowie starke Verbindungen zu den Nachbarstaaten vor. Damit werden wichtige Voraussetzungen für die zukünftige Netz- und Systemsicherheit, die Netzintegration der Erneuerbaren und für die Marktintegration geschaffen.

Mehrere der im Masterplan definierten Projekte sind seitens der europäischen Kommission als TEN-Projekt sowie im Rahmen der europäischen Energieinfrastruktur-Verordnung als PCI-Projekt klassifiziert und damit als besonders dringlich eingestuft. Außerdem sind die im Masterplan 2030 definierten Ausbau- und Netzverstärkungsprojekte europaweit abgestimmt und Teil des 10-Jahres-Netzausbauplans (TYNDP) der ENTSO-E.

Netzentwicklungsplan 2017

Der vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen strategischen Planungen des APG-Masterplans 2030, dem TYNDP 2014 und 2016 sowie dem NEP 2016. Hiermit informiert APG alle Marktteilnehmer, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen im Netz der APG ausgebaut werden müssen. Der NEP enthält jene Projekte, die in den nächsten drei Jahren verpflichtend umzusetzen sind. Darüber hinaus ist im NEP die weitere Netzplanung für die kommende Dekade (2018 – 2027) unter Zugrundelegung der energiewirtschaftlichen Entwicklungsprognosen abgebildet.

Die enthaltenen Projekte werden in Projekte von nationalem und europäischem Interesse und Netzanschlussprojekte (ausgelöst von Marktteilnehmern, Verteilernetzbetreibern, Kraftwerksbetreibern, Kunden und Merchant-Lines) kategorisiert. Netzanschlussprojekte werden im Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht, sofern abgestimmte Planungen und entsprechende Projektgrundlagen vorliegen.

Die öffentliche Konsultation des Netzentwicklungsplanes erfolgt jährlich zwischen Mitte Juni und Mitte Juli (auf der APG-Homepage www.apg.at) und die relevanten Marktteilnehmer können dabei Stellung zum NEP und zu den Projekten nehmen.

Um die zuvor angeführten Herausforderungen zu bewältigen, sind bis 2027 umfangreiche Netzverstärkungen und Netzausbauten in Österreich erforderlich. Die im APG-Netzentwicklungsplan 2017 dargestellten Projekte der kommenden zehn Jahre umfassen:

- Neue Leitungen im Übertragungsnetz: rd. 220 km (Trassen-km)
- Umstellungen von rd. 100 km bestehenden Leitungen auf höhere Spannungsebene
- Ersatzneubau und Verstärkung von Leitungen: rd. 400 km
- Neubau und Erweiterungen von zahlreichen Umspannwerken mit einem Ausbauumfang von rd. 140 Schaltfeldern in den Spannungsebenen 380/220/110 kV
- Für die Kupplung der Netzebenen sowie zur Anspeisung der Verteilernetze ist die Errichtung von etwa 30 Transformatoren mit einer Gesamtleistung von rd. 10.500 MVA geplant
- Im Rahmen der Großprojekte im NEP, wie z.B. der 380-kV-Salzburgleitung, erfolgen umfangreiche Leitungs koordinierungen und Optimierungen der Leitungstrassen, dabei können rd. 400 km alte kapazitätsschwache Leitungen demontiert werden
- Darüber hinaus sind umfangreiche Verstärkungs- und Erneuerungsmaßnahmen von Schaltanlagen/Umspannwerken sowie altersbedingte Generalsanierungen von Leitungen geplant (insbesondere auf den Netzebenen 110-kV und 220-kV)

Die Abwicklung der im Netzentwicklungsplan dargestellten Projekte verlangen sowohl von APG als auch den zuständigen Genehmigungsbehörden bedeutende Anstrengungen ab.

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Erhöhung der Netzkapazitäten sind notwendige Voraussetzungen

für die Umsetzung der Energiewende. Neben der Netzintegration der erneuerbaren Energieträger stehen insbesondere die nachhaltige Sicherung des gewohnt hohen Niveaus der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für Strom sowie die weitere Entwicklung des Strommarktes im Mittelpunkt.

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

1.1 Allgemeines

In Zeiten der Digitalisierung und Vernetzung (z.B. Industrialisierung 4.0), der ständigen Verfügbarkeit von Informationen und Daten über das Internet sowie den weiteren Entwicklungen wird eine sichere, zuverlässige und zu wirtschaftlichen Bedingungen verfügbare Stromversorgung immer wichtiger.

Das Funktionieren unseres Gesellschaftssystems ist untrennbar mit einer sicheren, zuverlässigen und zu wirtschaftlichen Bedingungen verfügbaren Stromversorgung verbunden. Im Hinblick auf zukünftige Entwicklungen, wie die fortschreitende Digitalisierung und um die damit verbundenen Vorteile zu lukrieren, sind die ständige Verfügbarkeit der Strominfrastruktur und eine sichere Stromversorgung eine unabdingbare Voraussetzung. Neben dem Vorhandensein von jederzeit ausreichenden Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Strombedarfs müssen auch entsprechende Netzkapazitäten zur Übertragung und Verteilung der Elektrizität verfügbar sein.

Im liberalisierten Umfeld der europäischen Elektrizitätswirtschaft und vor der Zielsetzung eines integrierten europäischen Strommarktes (vgl. „Clean Energy for All Europeans“ -Paket der Europäischen Kommission) stehen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der sich ändernden Rahmenbedingungen vor immer neuen Herausforderungen. Neben dem marktpreisbestimmten Kraftwerkseinsatz beeinflussen der Stromverbrauch, zunehmend neue Kraftwerke und vor allem der lokal konzentrierte Ausbau der erneuerbaren Energieträger (z.B. Windkraft) massiv die Leistungsflüsse und Belastungen in den Übertragungsnetzen. Insgesamt sind zunehmende bzw. stark schwankende Netzbelastungen und damit in Verbindung deutlich steigende Anforderungen an die elektrischen Netze zu verzeichnen.

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 Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Erreichung der österreichischen und europäischen Energie- und Klimaziele dar.

Können die Anforderungen an die Versorgungsaufgaben mit den bestehenden Netzinfrastrukturen nicht mehr erfüllt werden, liegen Engpässe vor. Das dabei erforderliche Engpassmanagement führt zu Einschränkungen des freien Marktes sowie zu erhöhten Kosten (siehe auch Kapitel 2.3). Neben dem temporären Einsatz von Engpassmanagement für zeitweise auftretende Engpässe können wiederholt auftretende – d.h. strukturbedingte – Engpässe nur durch Netzausbaumaßnahmen effizient und nachhaltig beseitigt werden.

1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers¹

Die 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 Netzinfrastruktur (§ 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 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 ist dort die Einhaltung technisch-organisatorischer Regeln für den sicheren Betrieb des europaweiten ENTSO-E-Netzes vereinbart.

1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber

Gemäß § 37 EIWOG 2010 sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jedes Jahr der Regulierungsbehörde einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan zur Genehmigung vorzulegen. Als Grundlage hierfür dienen insbesondere die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage sowie der energiewirtschaftlichen Entwicklungen.

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

Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2017 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2018 bis 2027. Diese Projekte lassen sich in folgende Kategorien unterteilen:

¹ Die folgend zitierten gesetzlichen Bestimmungen beziehen sich allesamt auf das Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr. 110/2010, i.d.j.g.F und das Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) BGBl I Nr. 107/2011, i.d.j.g.F erlassen werden. Der einfachen Lesbarkeit halber wird auf die Verweise der Landesausführungsgesetze verzichtet.

1. Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse:

Diese Netzausbauprojekte resultieren aus der langfristig vorausschauenden (strategischen) Netzausbauplanung auf Basis von Szenarienrechnungen und umfangreichen Umfeldrecherchen der nationalen und europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen. Die Ergebnisse dieser umfassenden Analysen sind im APG-Masterplan 2030 dargestellt (vgl. Kap. 3.4) und fließen in den Netzentwicklungsplan 2017 ein. Zudem erfolgen auf europäischer Ebene koordinierte Planungsaktivitäten, welche im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E gebündelt werden und mit dem Netzentwicklungsplan abgestimmt sind (vgl. Kap. 3.2).

Bei Projekten, die ein Umweltverträglichkeitsprüfungs-Verfahren (UVP-Verfahren) durchlaufen, wird zusätzlich im Rahmen der Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit umfangreich analysiert und beschrieben (vgl. jeweiliger UVE-Fachbeitrag „Energiewirtschaft“).

2. Projekte für Netzanschluss und Kunden:

Auslöser für solche Projekte liegen in den entsprechenden lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen der Marktteilnehmer (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanschlüsse von Kraftwerken, etc.).

Entsprechend den Allgemeinen Netzbedingungen (ANB) der APG ist der Bedarf an neuen oder zu erweiternden Netzanschlüssen bzw. Verbindungen an das Übertragungsnetz in Form einer Anfrage auf Netzanschluss, Netznutzung oder Netzkooperation an APG zu richten. Folgende Netzbenutzergruppen sind hier zu unterscheiden:

- Verteilernetzbetreiber
- Kraftwerksbetreiber
- Kunden
- Projektwerber zu neuen Verbindungsleitungen gemäß VO (EG) 714/2009 (kurz Merchant Lines)

Unter der Prämisse definierter und verbindlicher Rahmenbedingungen werden jene Netzanschlussprojekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, für die bereits vertragliche Grundlagen bestehen (z.B. Errichtungsvertrag) oder in Verhandlung sind.

Netzanschlussprojekte werden von APG gemäß der am 27.11.2015 durch die Energie-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen 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 zugunsten eines anderen abgelehnt werden.

1.4 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 Binnenmarktes nachzukommen.

Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans wurden von APG angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromausbaus mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und benachbarte Netze zugrunde gelegt (vgl. Kap. 3.2 & 3.4).

Basierend auf diesen Annahmen wird die Notwendigkeit der Netzausbauprojekte durch detaillierte Lastfluss- und Kurzschlussanalysen identifiziert. Dabei werden für den jeweiligen Netzraum – ausgehend von IST-Belastungen und Planungsdatensätzen der ENTSO-E – auch Worst-Case-Datensätze erstellt. Notfallszenarien stellen in diesem Rahmen (n-1)-Analysen dieser Worst-Case-Datensätze dar. Damit wird das Netz entsprechend den gültigen Regeln auf (n-1)-Standards geplant, und relevante Doppelausfälle werden zusätzlich analysiert. Zudem muss berücksichtigt werden, dass im Netzbetrieb durch wartungsbedingte Abschaltungen nicht immer alle Betriebsmittel zur Verfügung stehen, die (n-1)-Sicherheit jedoch trotzdem eingehalten werden muss.

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 Stromnetzinfrastruktur weiterhin zu lukrieren.

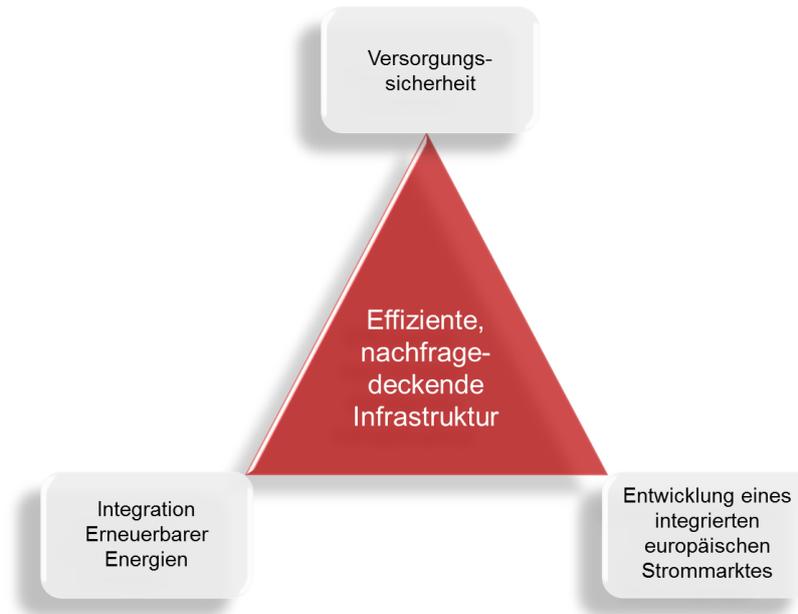


Abbildung 1.1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze

Diese Anforderungen decken sich mit den europäischen Vorgaben bzw. Zielsetzungen (vgl. Abbildung 1.1). 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 Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten. Darüber hinaus wird die weitere Netzintegration der Erneuerbaren im Rahmen der Energie- und Klimaziele der EU ermöglicht, sowie die Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes gefördert.

1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans

In einer Studie des Umweltbundesamtes und des Instituts Economica wurde der ökologische und ökonomische Mehrwert von APG-Netzinvestitionen untersucht. Die Studie beschreibt die in Tabelle 1 dargestellten ökonomischen Effekte in Österreich, welche durch Investitionen der APG in den Netzausbau ausgelöst werden.

Ökonomischer Effekt	Effekt Betrieb p.a. aktuell	Effekt Investition p.a. Durchschnitt 2006 - 2015	Effekt Investition p.a. Durchschnitt 2015 - 2024
Produktionswert total (= direkt, indirekt u. induziert)	1.481 Mio. Euro	214 Mio. Euro	337 Mio. Euro
Bruttowertschöpfung total	436 Mio. Euro	81,5 Mio. Euro	131 Mio. Euro
Beschäftigung total	2.047 VZÄ	952 VZÄ	1.447 VZÄ
Fiskaleinnahmen total	58,5 Mio. Euro	18,3 Mio. Euro	23,8 Mio. Euro

Tabelle 1: Ökonomischer Effekt APG-Netzinvestitionen; VZÄ = Vollzeitäquivalent

Weiters kommt es gemäß der Studie, durch die Investitionen der APG (und der damit einhergehenden hohen Versorgungsqualität in Österreich) zu Investitionen aus dem Ausland in der Höhe von 104 Mio. Euro im Planungszeitraum.

Die österreichische Wirtschaft profitiert entsprechend einer Studie des Industriewirtschaftlichen Instituts durch die NEP-Investitionen in besonderem Maße, da die Wertschöpfung im Inland bei APG-Investitionen überdurchschnittlich hoch ist. Durch Investitionen in das APG-Netz entsteht ein Multiplikatoreffekt – sowohl für die betreffende Region als auch für die gesamte Volkswirtschaft und das BIP – da ein bedeutender Anteil des Gesamtinvestitionsvolumens der heimischen Wertschöpfung zugutekommt und so der Erhaltung und Schaffung von Arbeitsplätzen dient. Der unmittelbar im Inland wirksame Anteil an der gesamten Investitionssumme des untersuchten Netzentwicklungsplans 2015 liegt mit 77,6% über jenem der durchschnittlichen Bruttoanlageinvestition von 73,0%. Zudem kommt die Studie zu dem Schluss, dass von den rd. 2,4 Mrd. Euro Investitionsvolumen des NEP 2015 ca. 1,8 Mrd. Euro als Nachfrage unmittelbar in Österreich wirksam sind und zu einer direkten, indirekten und induzierten Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung im Ausmaß von

- 3,6 Mrd. EUR Produktionszuwachs,
- 1,5 Mrd. EUR Wertschöpfung und
- 21.600 Vollzeitäquivalenten (VZÄ)

führen.

Durch die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans wird eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur geschaffen. Diese bildet die Grundlage für eine hohe Stromversorgungssicherheit und -qualität in Österreich und ist damit ein wesentlicher Faktor, um die Attraktivität des heimischen Wirtschaftsstandortes hoch zu halten und zu fördern. Zusätzlich zu den genannten Vorteilen werden weitere volkswirtschaftliche Effekte erzielt:

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

In Kapitel 3 werden die Ergebnisse des APG-Masterplan 2030 und des ENTSO-E TYNDP 2016 zusammengefasst und die daraus abgeleiteten TOP-10-Projekte zur Beseitigung bestehender und prognostizierter Engpässe dargestellt. Engpässe im APG-Netz sind mit hohen (volkswirtschaftlichen) Kosten und mit Einbußen an Versorgungssicherheit verbunden (vgl. Kapitel 2.3).

Durch die Realisierung der Projekte des NEP können bestehende Engpässe beseitigt bzw. prognostizierte vermieden werden. Damit können ein hohes Versorgungssicherheitsniveau gewährleistet werden und Engpassmanagementkosten eingespart werden. Zudem wird durch die Vermeidung von marktseitigem Engpassmanagement auch der freie Marktzugang für die Marktteilnehmer sichergestellt.

- **Höhere Transportkapazitäten**

Durch die Ertüchtigungen sowie neue Leitungen und Umspannwerke werden die Transportkapazität und Leistungsfähigkeit des Netzes gesteigert. Dies ermöglicht die Netzintegration der Erneuerbaren Energieträger (v.a. Windkraft und PV) und neuer Kraftwerke / Kunden (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) sowie die sichere Anbindung der Verteilernetze.

- **Netzanbindung von Kraftwerken**

Einige Projekte des NEP sind bedeutend für den Netzanschluss neuer Kraftwerke. 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 und Speicherung der volatilen erneuerbaren Energieträger.

- **Integration erneuerbarer Energien zur Erreichung der Energie- und Klimaziele**

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur schafft die Möglichkeit zur Netzintegration der Erneuerbaren und ist damit eine Grundvoraussetzung für die Erreichung der Energie- und Klimaziele. Hierdurch können CO₂-Emissionen aus weniger klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen verringert werden.

- **Reduktion von Transportverlusten**

Durch die Umstellung von Leitungsverbindungen auf höhere Spannungsebenen können bei gleicher Transportmenge die Verluste reduziert werden. Folglich sinken die Verlustenergiebeschaffungskosten. Zusätzlich sind die dadurch eingesparten CO₂-Emissionen als ökologischer Faktor von Bedeutung.

- **Schaffung eines europäischen Strommarktes**

Durch die stärkere europäische Vernetzung wird die österreichische Versorgungssicherheit verbessert sowie den österreichischen Marktteilnehmern der Zugang zum europäischen Strommarkt erleichtert. Darüber hinaus wird der Zugang zu erneuerbaren Energiequellen in Europa geschaffen.

1.6 Umfeld für den Netzausbau

APG investiert in den nächsten Jahren mehrere hundert Millionen Euro in den Ausbau und die Modernisierung der Netzinfrastruktur, um den oben genannten Verpflichtungen gerecht zu werden bzw. optimale Rahmenbedingungen für Österreich und die heimische Wirtschaft zu ermöglichen. Damit wird ein bedeutender Beitrag zur Sicherung der regionalen und überregionalen Wertschöpfung geleistet. Im Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung wird unter anderem auf die zentrale Bedeutung des Netzausbaus im Hinblick auf die potentielle Auftrennung der gemeinsamen Strompreiszone Österreich-Deutschland hingewiesen. Weiters sieht das Programm vor, den für die Integration der EE notwendigen Netzausbau aktiv voranzutreiben.

Die aktuellen internationalen energiepolitischen Entwicklungen sowie das europaweite Bekenntnis zur Erreichung der Energie- und Klimaziele untermauern zusätzlich die Notwendigkeit der raschen Umsetzung des Netzentwicklungsplans. Sehr lange Vorprojektphasen und Verfahrensdauern (Bsp. Salzburgleitung) stellen jedoch große Gefährdungspotenziale für den nötigen Modernisierungsschub des österreichischen Übertragungsnetzes dar.

Die fallweise vorhandenen unterschiedlichen legislativen Rahmenbedingungen, v.a. in den Bereichen Technik und Raumordnung (u.a. fehlende Trassensicherung bei Bestands- und Planungstrassen, unterschiedliche Grenzwerte im Bereich Schall bzw. EMF, kein eigenes Genehmigungsregime für das Upgrade von Leitungen, fehlender standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess) sind zusätzliche Hemmnisse für die Realisierung der notwendigen Netzaus- und -umbauprojekte in angemessenen Zeiträumen. Um diese Defizite zu beseitigen, und somit die Stromwende auch in Österreich nachhaltig umzusetzen, gilt es, die Rahmenbedingungen für die Genehmigungsverfahren von Übertragungsnetzprojekten v.a. in folgenden Bereichen zu verbessern:

- Verfahrenstechnische Gleichstellung des Übertragungsnetzes mit Straße und Schiene (u.a. Trassenverordnung, standardisierte Bürgerbeteiligungsverfahren)
- Harmonisierung und angemessene Grenzwerte (Schall, elektromagnetische Felder; Verhinderung von Unterbauung nach Inbetriebnahme von Leitungen bei Nicht-Einhaltung genehmigungsrelevanter Grenzwerte)
- Sicherung und Freihaltung von Bestandstrassen sowie Planungskorridoren
- Erleichtertes Genehmigungsverfahren für das Upgrade von bestehenden Übertragungsleitungen nach dem Prinzip „Upgrade vor Neubau“
- Klarstellung des öffentlichen Interesses der Projekte im Netzentwicklungsplan

Die Notwendigkeit gesetzlicher Initiativen zeigt sich anhand internationaler Beispiele (Energieinfrastruktur Verordnung der EU, Action Plan der EU, EnLAG Deutschland, etc.). Die APG ist mit ihrem gesetzlichen Auftrag zur Versorgungssicherheit ein Garant für die Umsetzung der Modernisierungsvorhaben bei gleichzeitiger Gewährleistung höchster Sicherheitsstandards und wird ihren Beitrag zu den Herausforderungen der Energiewende leisten.

1.7 Abgeschlossene Projekte des NEP 2016

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Projekte des NEP 2016, welche planmäßig bis Juni 2017 in Betrieb genommen bzw. abgeschlossen wurden und im Netzentwicklungsplan 2017 nicht mehr dargestellt werden.

Proj. Nr.	Projektbezeichnung	Inbetriebnahme
12-1	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun – NK Tauern	April 2016
13-3	UW Bisamberg: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ	Juni 2016
15-1	UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner	Jänner 2017

Tabelle 2: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2016

2 Technisches Umfeld für den Netzausbau

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 Engpässen. Zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind deshalb Netzausbauten dringend notwendig.

2.1 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen

Der Kraftwerkseinsatz in Europa wird über Börsengeschäfte, über bilaterale Geschäfte zwischen Bilanzgruppen und Stromhändlern und über langfristige Lieferverträge bestimmt. Der internationale Stromhandel beeinflusst die Import- und Exportszenarien und damit die Netzbelastungen in den Übertragungsnetzen in einem immer größeren Ausmaß.

Der Stromverbrauch hängt hingegen 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.

In den vier Szenarien (Visions) des TYNDP 2016 wurden in Hinblick auf den Verbrauch unterschiedliche zukünftige Entwicklungen bis zum Jahr 2030 angenommen. Diese reichen von einem leichten Rückgang des Verbrauchs durch Effizienzsteigerungen bis hin zu einer starken Erhöhung des Verbrauchs zufolge von hohen Durchdringungen von Stromdienstleistungen (Wärmepumpen, Elektromobilität, etc.). Auf die möglichen Entwicklungen des europäischen Erzeugungsparks wird in Abschnitt 3.2 eingegangen.

2.2 Ausbau erneuerbarer Energieträger

Die 2014 beschlossenen 40-27-27-Energie- und Klimaziele umfassen u.a. ein verbindliches EU-Ziel für einen Anteil erneuerbarer Energieträger am Energieverbrauch von mindestens 27% bis 2030. Weiters geben die Ergebnisse der Weltklimakonferenz 2015 in Paris einen klaren Weg für die Umsetzung von Maßnahmen zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes vor.

Aufgrund der nicht ständigen Verfügbarkeit der „neuen“ EE (v.a. PV und Windkraft) ist für das Erreichen eines bestimmten Anteils am Endenergieverbrauch ein entsprechend hoher Anteil an installierter EE-Leistung nötig. Um dies zu illustrieren zeigt Abbildung 2.1 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 die selbe Menge an elektrischer Energie zu erzeugen (vgl. rechtes Diagramm „Regelarbeitsvermögen“; entspricht der Fläche unter den Leistungs-Dauerlinien).

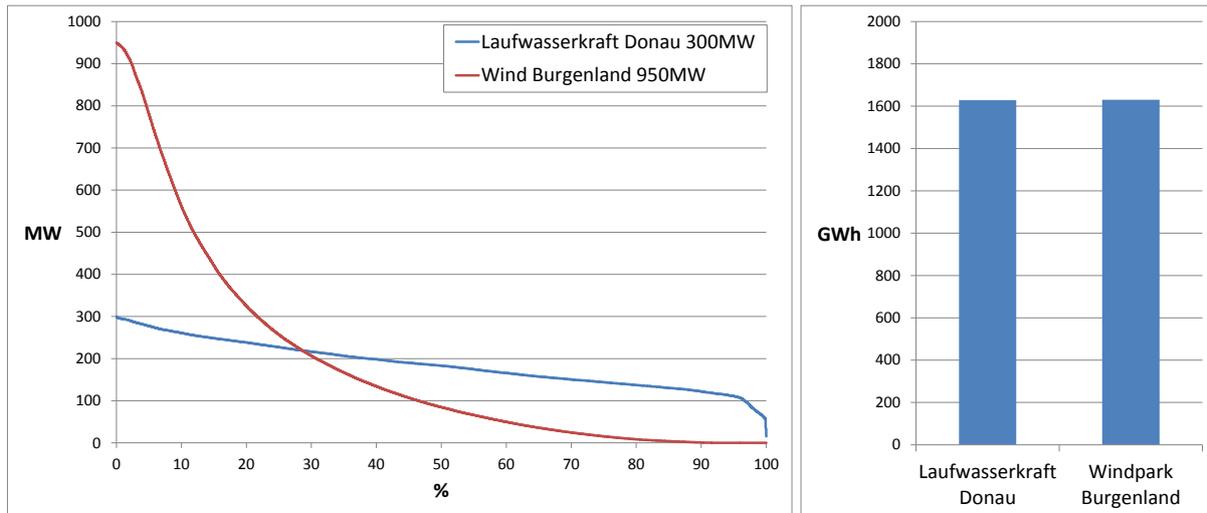


Abbildung 2.1: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie und Regelarbeitsvermögen

Während das Laufwasserkraftwerk an der Donau über 5.400 Vollaustunden pro Jahr erreicht, beträgt diese für den betrachteten Windpark nur rd. 1.700 Stunden pro Jahr². Demnach ist für die selbe im Jahr erzeugte Energiemenge mehr als die dreifache installierte Anlagenleistung erforderlich und diese muss jederzeit in das Netz eingespeist werden können. Daher sind für die Auslegung des Übertragungsnetzes ausschließlich Leistungsbetrachtungen maßgeblich.

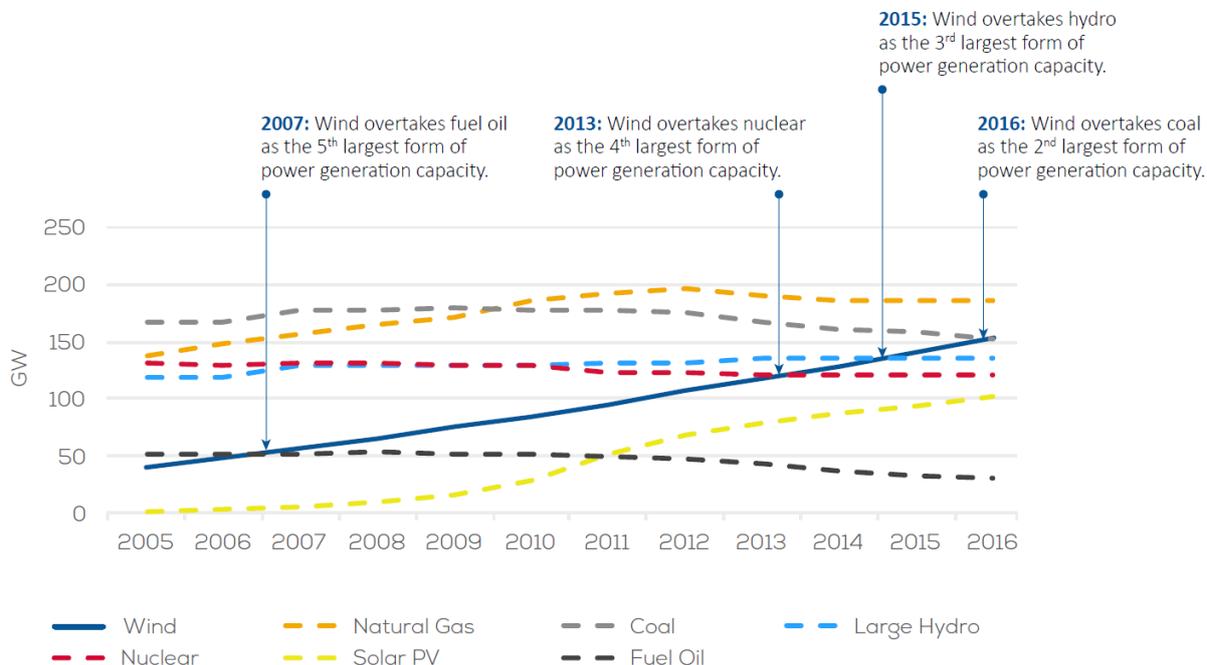
Das aktuelle Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung sieht den EE-Ausbau und die Neugestaltung der Ökostromförderung zur Erreichung der EU-Energie- und Klimaziele und zur Sicherstellung eines annähernd (bilanziellen) 100% Strom-Eigendeckungsgrads in Österreich bis 2030 vor. Dies soll die Stromimport-Abhängigkeit senken und die Marktintegration von erneuerbaren Energieträgern forcieren. Auch der dafür notwendige Netzausbau soll aktiv vorangetrieben werden. Zudem sieht das Programm die Fertigstellung der integrierten Energie- und Klimastrategie der Bundesregierung bis Sommer 2017 vor. Das „Zielquadrat“ Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit, Leistbarkeit, Versorgungssicht sowie die EU 2030 & Klimaziele von Paris bilden dafür den Rahmen.

Diese Ziele erfahren derzeit vor dem Hintergrund der Neuwahlen des österreichischen Nationalrats im Herbst 2017 eine Verzögerung. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich diese Themen im Regierungsprogramm der neuen Bundesregierung mit entsprechender Wichtigkeit wiederfinden werden.

Die Dynamik des EE-Ausbaus ist, wie in Abbildung 2.2 dargestellt, ungebremst. Z.B. wurde die Windkraft in der EU von 41 GW in 2005 auf 154 GW in 2016 ausgebaut (vgl. Wind in

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

Power 2016, Wind Europe). Windkraftanlagen stellen somit seit Ende 2016 hinter Gaskraftwerken jene Erzeugungstechnologie mit der zweithöchsten installierten Leistung in der EU dar. Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der PV vor. Hier wurden im Jahr 2016 europaweit 7 GW auf eine kumulierte installierte Leistung von insgesamt 104 GW zugebaut.



Source: WindEurope

Abbildung 2.2: Entwicklung der Erzeugungsleistungen in der EU

Österreich steht ebenfalls vor ähnlichen Herausforderungen: Auf Basis gesetzlicher Beschlüsse (Ökostromgesetz, kurz: ÖSG) soll die installierte Windkraftleistung bis 2020 auf 3.000 MW erhöht werden. Die Windkraft wurde in Österreich von rd. 1.000 MW im Jahr 2010 auf mittlerweile 2.700 MW per Mitte 2017 ausgebaut (vgl. IG Windkraft). Zudem liegen weitere Windparkprojekte von rd. 1.000 MW im Osten Österreichs vor. Daher ist davon auszugehen, dass dieses Ziel erreicht wird. Bei PV ist auf Basis der mit Ende 2016 installierten Anlagen von in Summe 1.077 MW (vgl. PV Austria) ebenso davon auszugehen, dass die Zielsetzung des ÖSG mit 1.200 MW bis 2020 erreicht wird. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung ist auch ein weiterer Ausbau der heimischen Wasserkraft zu erwarten.

2.3 Auftreten von Engpässen bei ungenügenden Netzkapazitäten

Physikalisch betrachtet werden die Leistungsflüsse und damit die Belastungen in den Netzen durch den zeitlichen Verlauf der Einspeisungen (Erzeuger) und Entnahmen (Verbraucher, unterlagerte Netze) von elektrischer Leistung sowie durch die Netztopologie bestimmt. Entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung hat der Netzbetreiber sicherzustellen, dass Netzkapazitäten in angemessenem und ausreichendem Ausmaß zur Verfügung gestellt werden. Bei unzureichend ausgebauten Netzen kommt es zu hohen Auslastungen bis hin zu Überlastungen von Betriebsmitteln und der Netzinfrastruktur. Engpässe liegen demnach vor, wenn

die Netzbelastungen die für den Übertragungsnetzbetrieb vorgeschriebenen Sicherheitskriterien (n-1-Kriterium, Spannungsgrenzen, etc.) überschreiten bzw. verletzen. Die Übertragungskapazitäten von Leitungen, Transformatoren oder Teilen des Netzes sind in diesem Fall nicht mehr ausreichend.

Derzeit treten in der Regelzone APG vermehrt Nord-Süd, West-Ost und Ost-West Engpässe auf. Engpässen, die aufgrund bestimmter netzbetrieblicher Situationen und zeitlich begrenzt auftreten, kann mittels Engpassmanagement³ betrieblich begegnet werden. Treten im Gegensatz dazu Engpässe wiederholt und über längere Zeit auf bzw. werden derartige strukturbedingte Engpässe in den Prognoserechnungen erkannt, sind entsprechende Netzausbaumaßnahmen unabdingbar.

2.4 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung

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:

- **Energiepolitische Herausforderungen**

Energie- und Klimaziele der EU, Förderung von Energieeffizienz, EE-Ausbau, Diversifizierungsstrategien hinsichtlich des Bezuges von Primärenergieträgern sowie zur Reduktion der Importabhängigkeit (z.B. bei Erdgas), Ausstieg aus der Kernenergie (Beschlüsse in mehreren europäischen Ländern), Belebung des Elektrizitätsmarktes.

- **Forcierter Ausbau der erneuerbaren Energieträger in Europa**

Auf Basis nationaler Ausbaustrategien für erneuerbare Energien kommt es zu einer Erhöhung der installierten Windkraftleistung auf mehr als 200 GW bis 2020 (vgl. European Competition Network bzw. ENTSO-E). Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der PV vor, lt. dem Global Market Outlook 2017-2021 der European Photovoltaic Industry Association (EPIA) wird die installierte Leistung von 104 GWp im Jahr 2016 auf 138 bis 203 GWp im Jahr 2021 steigen.

- **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.)

³ Anwendung von netztechnischen Maßnahmen (z.B. Schrägregelung von Transformatoren, Umschaltungen von Betriebselementen) und/oder marktseitigen Maßnahmen wie v.a. Eingriff auf die Kraftwerkserzeugung durch den Netzbetreiber.

- **Aufbringungsseite national**

Veränderungen des Kraftwerksparks (v.a. neue Windparks und Erneuerbare, teilweise Konservierungen von thermischen Kraftwerken), Primärenergieträger, Entwicklung der Primärenergie- und Strompreise, marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz

- **Internationaler Einfluss**

Energiewirtschaftliche Entwicklungen im europäischen Umfeld (Aufbringungs- und Marktentwicklung), Veränderung der Import-Export-Muster, Entstehen von Export- und Importregionen, Veränderungen und Ausbauten der Übertragungsnetze der ENTSO-E-Partner

- **Aktuelle und zukünftige Entwicklungen**

Elektromobilität, Demand Side Management, verteilte Speicher, Smart-Grids, Digitalisierung, Aggregatoren, Block Chain, neue Anwendungen etc.

2.5 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung der APG verfolgt nachhaltige Überlegungen zur Umweltverträglichkeit und zu volkswirtschaftlichen Kosten. Hierzu wird das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Ausbau)⁴ verfolgt. Die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen beinhalten die Optimierung der Betriebsführung, Netzverstärkungen und -optimierungen von bestehenden Anlagen sowie im dritten Schritt Maßnahmen zum Netzausbau auf neuen Trassen. Erst nach Ausschöpfung der Möglichkeiten im jeweilig vorgelagerten Schritt wird die nächste Stufe im Netzentwicklungsprozess in Betracht gezogen. Ein Leitungsneubau auf einer neuen Leitungstrasse wird – auch aus Kostengründen – als letzte Option gewählt (Abbildung 2.3).

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

⁴ Die Bezeichnung „NOVA“ ist von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bzw. dem deutschen Netzentwicklungsplan übernommen

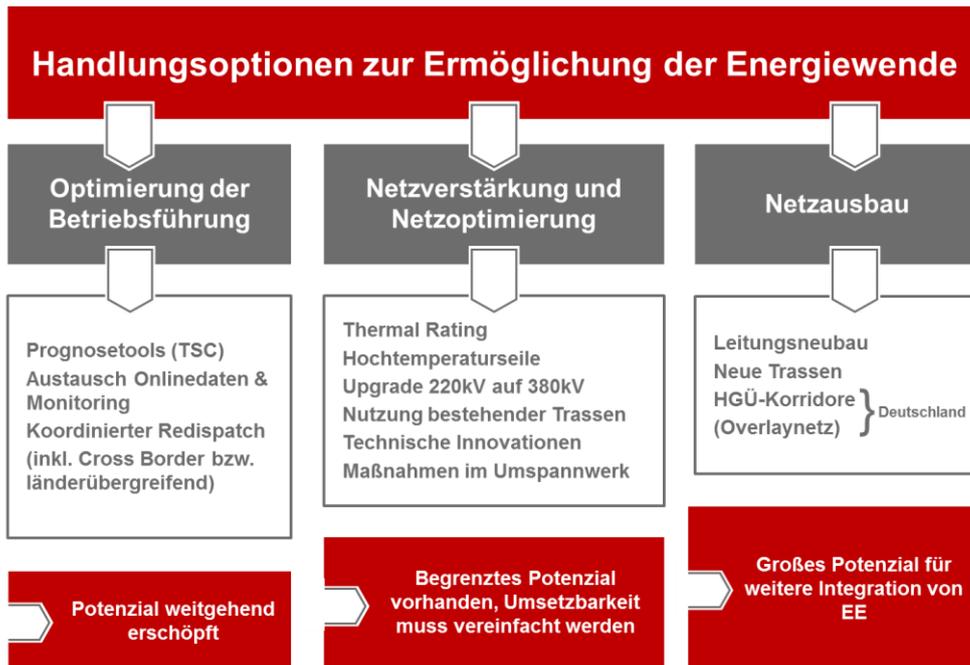


Abbildung 2.3: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip)

In der dritten Stufe werden beim Leitungsneubau neue Trassen auf Basis folgender Kriterien ausgewählt:

- Wirtschaftlichkeit: Optimierung der Netzkonzepte und Bündelungen / Mitführungen mit bzw. von 110-kV-Leitungen der Verteilernetzbetreiber wenn möglich
- Umweltschutz: Vermeidung von Annäherungen zu sensiblen Widmungen, Landschaftsräumen und Schutzgebieten sowie wenn möglich Trassenbündelung mit anderen linienhaften Infrastrukturen
- Sicherheit: Einhaltung der Standards von Betriebs- und Anlagensicherheit

Zusätzlich werden folgende Trassierungsgrundsätze bestmöglich berücksichtigt:

- Berücksichtigung von Zwangspunkten wie bestehende und geplante Umspannwerke sowie Anschlusspunkte an das APG-Netz
- Möglichst geringe Beeinträchtigungen für den Siedlungs- und Naturraum
- Meidung von Siedlungsgebieten unter Berücksichtigung von humanmedizinischen Kriterien zu Klima & Luft, Schall und elektromagnetischen Feldern (EMF)
- weitgehende Vermeidung der Inanspruchnahme/Querung von Flächen, die einer Nutzung durch eine Freileitung entgegenstehen wie naturschutzrechtlich geschützte Gebiete (v.a. Europaschutzgebiete, Naturschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete und geschützte Landschaftsteile sowie die Meidung hoch sensibler Landschaftsräume bzw. hochwertiger Erholungsräume)

- Parallelführungen mit bestehenden Freileitungen (Trassenbündelung) oder anderen linienhaften Infrastrukturen (z.B. Straßen, Bahntrassen, etc.).

Zudem setzt APG auf den Leitungstrassen zahlreiche Projekte für ein nachhaltiges und ökologisches Trassenmanagement für den Schutz der heimischen Fauna und Flora in Kooperationen mit Umweltorganisationen und Universitäten um.

2.6 Nachhaltiges Trassenmanagement (NTM)

Die APG wird zunehmend angehalten, neben den technisch-wirtschaftlichen Kriterien vermehrt auch der wachsenden Bedeutung des Umweltschutzes in den Bereichen Projektierung, Ausführung und Instandhaltung von Freileitungen gerecht zu werden. Dabei müssen die divergierenden Erwartungshaltungen und Anforderungen der entsprechenden Behörden, der Eigentümer, der Bevölkerung, verschiedener Interessensgruppen (z.B. Land- und Forstwirtschaft, Umweltschutz, Jagd, Tourismus) sowie der APG selbst berücksichtigt werden, um flexible und integrative Ansätze für bedarfsgerechte und optimierte Lösungen zu finden.

APG hat bereits im Jahr 1997 ein Forschungsprojekt „Ökologische und ökonomische Trasseninstandhaltung“ ins Leben gerufen. In diesem Projekt (1997-1999) wurden von unterschiedlichen Fachdisziplinen vier Mustertrassen bezüglich ihres ökologischen und ihres sozio-ökonomischen Wertes und ihrer ökologischen Einbindung in die Landschaft untersucht. Mit dem Projekt „Nachhaltiges Trassenmanagement“ wurde diese Arbeit inhaltlich fortgesetzt, räumlich auf das gesamte Übertragungsnetz der APG ausgedehnt und in die Trasseninstandhaltung integriert. Damit hat APG nun bereits 20 Jahre Erfahrung mit nachhaltigem Trassenmanagement und leistet einen bedeutenden Beitrag zur Nutzung von Leitungstrassen als Lebensraum für (gefährdete) heimische Tier- und Pflanzenarten.

Weiters unterstützt APG mit Partnern zahlreiche Artenschutzprojekte mit dem Ziel den Lebensraum der Avifauna zu verbessern und Leitungsanlagen für Vögel, wie den Sakerfalken oder den Habichtskauz, durch z.B. Montage von Nisthilfen und Brutkästen als Lebensraum nutzbar zu machen.



Montage eines Brutkastens



Sakerfalk mit Nachwuchs

3 Das Übertragungsnetz der Regelzone APG

Mit einer Trassenlänge von rund 3.500 Kilometern und den darauf verlaufenden Leitungen mit einer Gesamtlänge von fast 7.000 System-Kilometern bildet das Übertragungsnetz der APG das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung. Die APG ist als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber für die sichere und zuverlässige Stromversorgung Österreichs verantwortlich.

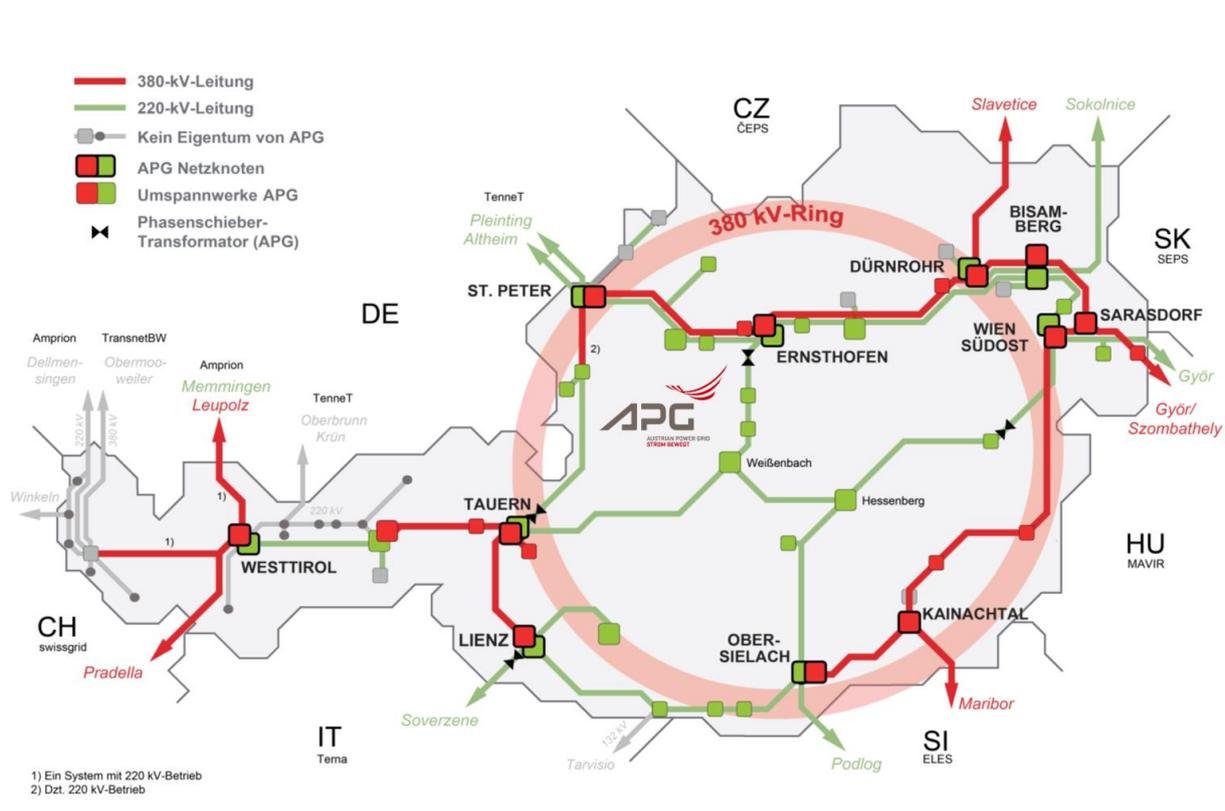


Abbildung 3.1: Das APG-Übertragungsnetz

3.1 APG als Teil des europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetzes

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 Netze 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. Im internationalen Vergleich fällt auf, dass in Österreich noch kein durchgängiges 380-kV-Netz realisiert ist.

3.2 Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP)

Um die energiepolitischen Zielsetzungen zur Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit, die Integration von EE und die Weiterentwicklung des Strommarktes europaweit zu verfolgen, erfolgt auf europäischer Ebene eine Koordinierung der Netzausbauplanung in der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber). Die Ergebnisse dieser europäischen Übertragungsnetzplanung finden sich im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E, der erstmals im Juni 2010 publiziert wurde. Die vierte Auflage, der TYNDP 2016, wurde Ende 2016 unter <http://tyndp.entsoe.eu/> veröffentlicht. In einem Top-Down-Prozess wurden auf Basis von europaweit einheitlichen energiewirtschaftlichen Szenarien sowie einer gemeinsamen Datenbasis elektrizitätswirtschaftliche Simulationen (Marktsimulationen) und Netzberechnungen durchgeführt sowie basierend darauf der erforderliche Netzausbaubedarf in Europa identifiziert. Da im TYNDP-Prozess besonderer Wert auf Transparenz gelegt wird, sind sämtliche Eingangsdaten sowie die Simulationsergebnisse inkl. aller Annahmen und Definitionen auf der Webseite der ENTSO-E veröffentlicht.

3.2.1 Szenarien für die Ausbauplanung

Die langfristige strategische Netzausbauplanung der APG erfolgt im Rahmen des TYNDP und des Masterplans 2030 auf Basis eines Szenarienraumes. Im Zuge der Erstellung des TYNDP 2016 wurden fünf energiewirtschaftliche Szenarien für 2020 bzw. 2030 entwickelt und aufbauend darauf Marktsimulationen sowie umfangreiche Netzanalysen durchgeführt. Diese unterscheiden sich v.a. im Umfang des Ausbaus der Erneuerbaren, der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks sowie bei den europäischen Rahmenbedingungen:

- Expected Progress 2020
- Vision 1: Slowest Progress
- Vision 2: Constrained Progress
- Vision 3: National Green Transition
- Vision 4: European Green Revolution

Ziel der Szenarientwicklung ist es, einen möglichst breiten Szenarienraum abzudecken. Durch diese breite Basis kann die Notwendigkeit der identifizierten Projekte als valide und robust gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen (dem Szenarienraum) erachtet werden (vgl. Abbildung 3.2).

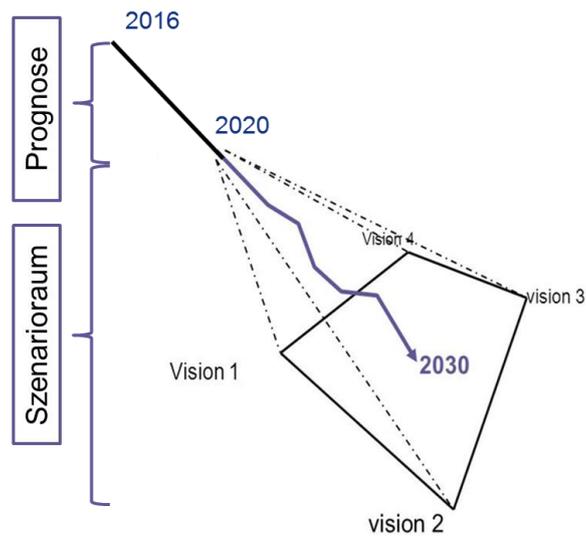


Abbildung 3.2: Szenario Raum des TYNDP 2016

In Abbildung 3.3 sind die Ergebnisse der Marktsimulationen des TYNDP 2016 bezüglich Zusammensetzung der jährlichen Stromerzeugung für die unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Der massive EE-Ausbau zeigt sich – wenn auch in unterschiedlicher Ausprägung – in allen vier Visions, besonders ausgeprägt naturgemäß in Vision 3 und 4.

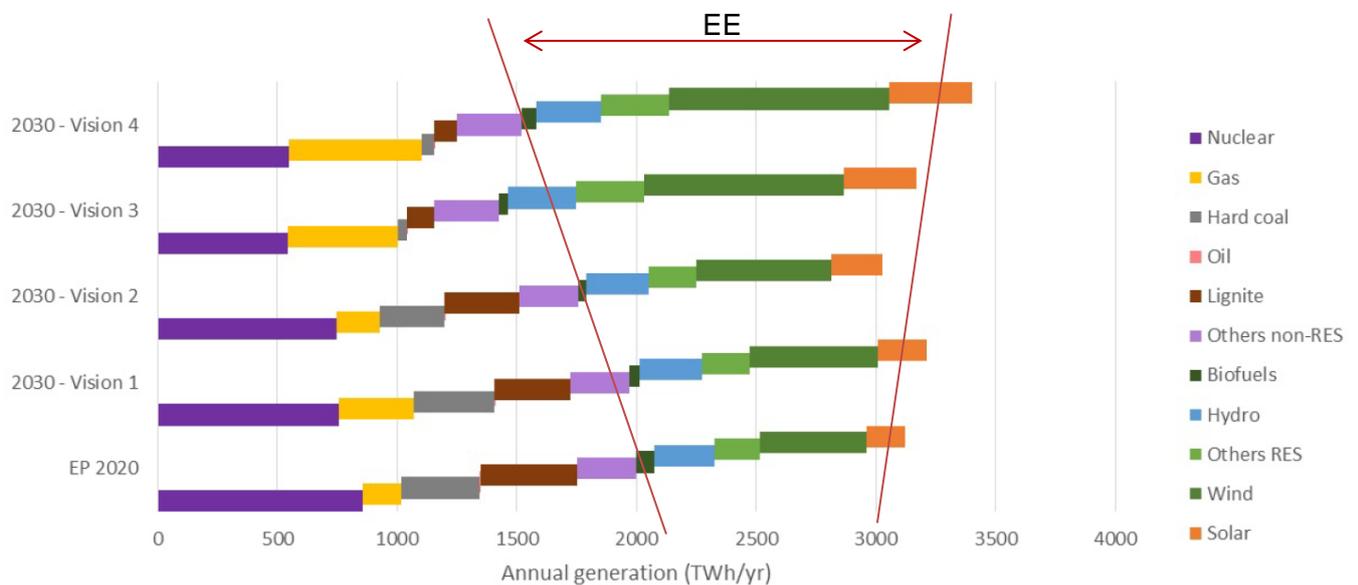


Abbildung 3.3: Jährliche Stromerzeugung in den Szenarien des TYNDP 2016

3.2.2 Key Findings des TYNDP 2016

Die wesentlichen Ergebnisse des TYNDP 2016 sind in Abbildung 3.4 dargestellt. Neben der Schaffung eines europäischen Strommarktes (potentielle Reduktion des Stromgroßhandelspreises um 1,5 .. 5 €/MWh) und der Steigerung der Versorgungssicherheit (40% Reduktion von Stunden mit Engpässen) dienen die TYNDP-Projekte vor allem der Netzintegration der Erneuerbaren (Ziel 45 .. 60% EE-Anteil und 50 .. 80% CO₂-Emissionsreduktion). Dazu sind Netzausbauten mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rd. 150 Mrd.€ erforderlich, die umgelegt auf die europäischen Endkunden Kosten von 1 .. 2 €/MWh (oder 1 .. 2 ct/kWh) bedeuten. Auf dem Kartenausschnitt sind die im TYNDP definierten Ausbauprojekte ersichtlich, auffallend dabei sind die Dichte an nötigen Netzausbauten in z.B. Deutschland, Benelux und die Anbindungen der Off-Shore Windparks sowie zahlreiche geplante DC-Seekabelverbindungen zwischen den europäischen Staaten.

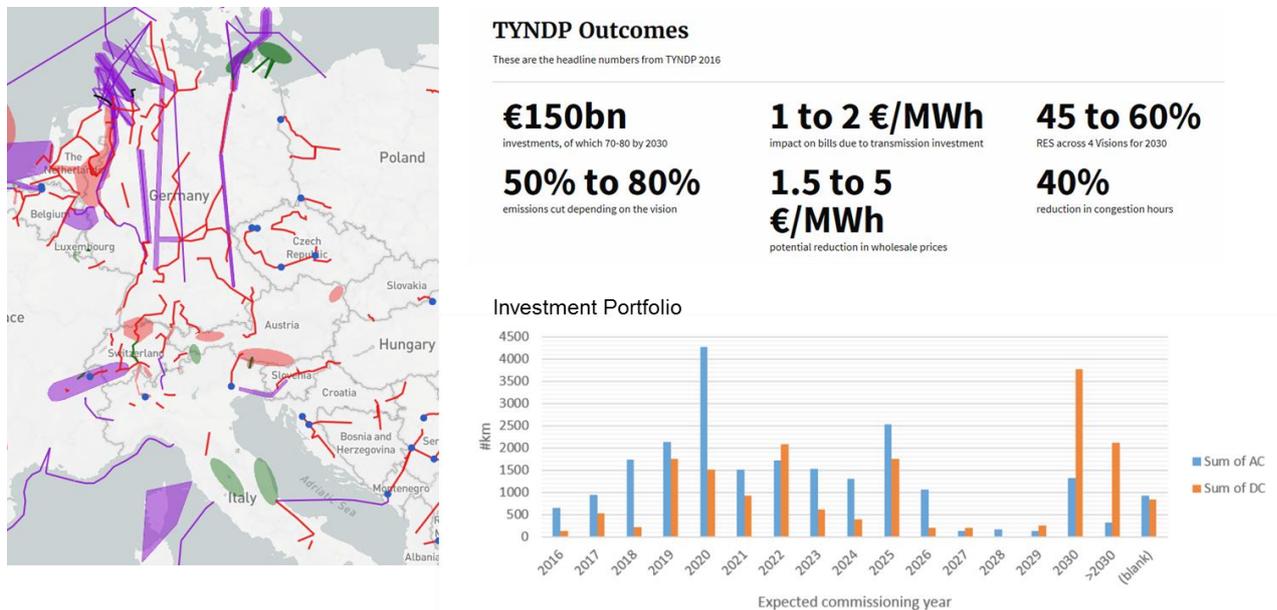


Abbildung 3.4: Key Findings des TYNDP der ENTSO

Während die nationalen Netzentwicklungspläne in der Regel alle Erweiterungsinvestitionen eines Übertragungsnetzbetreibers abbilden, sind im TYNDP die international relevanten Projekte gelistet und zu den „Regional Plans“ zusammengefasst. Aus den „Regional Plans“ wird der TYNDP aufgebaut, der wiederum die Grundvoraussetzung für die Nominierung als PCI-Projekt darstellt (vgl. auch Abschnitt 3.3) bzw. die folgende Grafik.

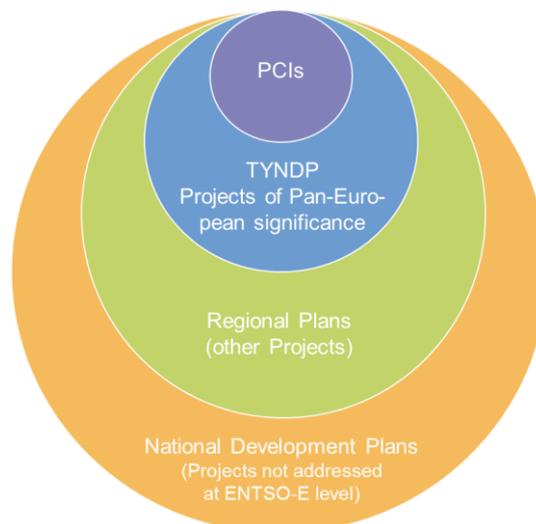


Abbildung 3.5: Zusammenhänge NEP – Regional Plans (TYNDP) – TYNDP – PCI

3.3 Energieinfrastrukturpaket – Projects of Common Interest

Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil an EE bis 2030 auf 27% des Gesamtenergieverbrauches zu steigern. Dies soll vorwiegend mit der Netzintegration von Windkraft und PV-Anlagen und der Bereitstellung ausreichender Übertragungskapazitäten gelingen. Die bisherigen Übertragungsnetze sind allerdings für diesen epochalen Wechsel in der Energieproduktion nicht ausreichend geeignet. Daher wurde mit dem vorliegenden Energieinfrastrukturpaket (EU-Verordnung 347/2013) der Europäischen Union erstmals ein umfassendes Förderprogramm für den Energieinfrastruktursektor beschlossen, mit dem das notwendige Investitionsprogramm im Bereich der Hochspannungsübertragungsnetze bis 2022 in Angriff genommen werden soll.

Kernelement dieses Paketes ist die Definition von Projekten „gemeinsamen Interesses“, die als besonders wichtig erachtet werden, um die Klima- und Energieziele zu erreichen. Für diese Projekte wurde in Österreich im „Infrastrukturgesetz 2016“ die zentrale Abwicklung durch eine Bundesbehörde festgelegt (dadurch soll eine Reduktion der Verfahrenszeit und -kosten erreicht werden). Folgende APG-Projekte wurden aufgrund ihrer hohen Bedeutung für die europäische Stromversorgung im Jahr 2015 als „Projects of Common Interest“ der 2nd PCI-List klassifiziert:

- 380-kV-Salzburgleitung St. Peter – Tauern (11-10)
- 380-kV-Leitung St. Peter – Isar/Ottenhofen (11-7)
- Netzraum Kärnten (Leitung Lienz – Obersielach; 11-14)
- Leitung Lienz – Veneto Region (11-13)
- Leitung Westtirol – Zell-Ziller (14-3)

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden sich im Kapitel 4.5, auf der Homepage der Europäischen Kommission (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>), im TYNDP 2016 der ENTSO-E, sowie auf der Homepage von APG (<http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/PCI>).

Neben den APG-Projekten wurden folgende österreichische Kraftwerksprojekte ebenfalls in der 2nd PCI-Liste klassifiziert und sind in den Netzplanungsszenarien berücksichtigt:

- Ausbau Pumpspeicherkraftwerk Kaunertal
- Limberg III
- Pumpspeicherkraftwerk Pfaffenboden in Molln

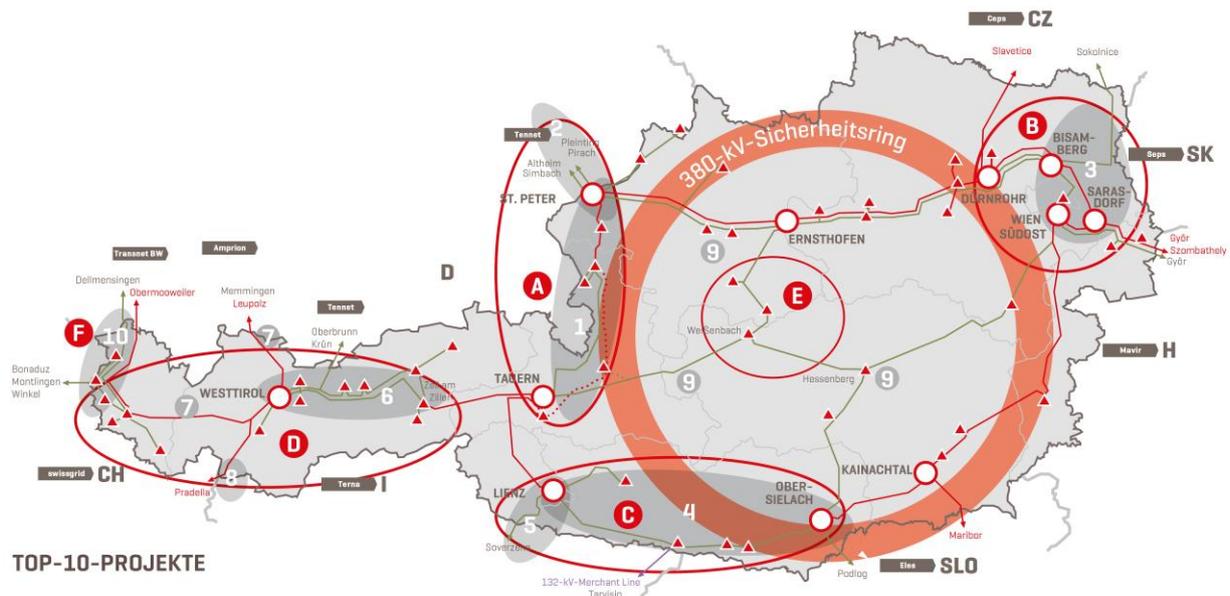
Die dritte unionsweite PCI-Liste befindet sich aktuell in Ausarbeitung und wird Ende 2017 veröffentlicht.

3.4 APG-Masterplan 2030

Der APG-Masterplan 2030 dokumentiert die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge sowie die überregionalen Leitungsprojekte im österreichischen Übertragungsnetz und ist mit den APG-Projekten des TYNDP abgestimmt. Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030 (siehe Abbildung 3.6) wurden auch durch den TYNDP 2016 bestätigt und finden sich im NEP wieder. Das Erfordernis der Masterplan-Projekte wird zusätzlich durch ein Gutachten zur Plausibilitätsprüfung des APG-Masterplans 2030 durch Univ.-Prof. Matthias Luther vom Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme der Universität Erlangen-Nürnberg bestätigt.

Das Zielnetzkonzept der APG sieht die Schließung des 380-kV-Ringes im Süden Österreichs, eine leistungsfähige 380-kV-Achse in Westösterreich sowie starke Verbindungen zu den Nachbarstaaten vor. Damit werden wichtige Voraussetzungen für die zukünftige Netz- und Systemsicherheit, die Netzintegration der Erneuerbaren und für die Marktintegration geschaffen.

Im Netzentwicklungsplan zeigt sich ein ähnliches Bild: zusätzlich zu den Masterplan-Projekten dienen zahlreiche Projekte der verstärkten Anbindung der Verteilernetze und der EE-Einspeisung in das Übertragungsnetz sowie zur Übertragung der EE-Leistungen zu den Lastzentren bzw. zu den Speicherkraftwerken.



TOP-10-PROJEKTE

A Salzburgleitung und Deutschlandleitung, 380-kV-Ring, EE-Integration und Marktkopplung

- 1 Salzburgleitung
- 2 Deutschlandleitung [Kuppelleitung St. Peter – Deutschland]

B Netzintegration EE [v.a. Windkraft] im Netzraum Ost

- 3 Netzraum Ost Windintegration

C 380-kV-Ringschluss Österreich Süd, EE-Integration und Marktkopplung

- 4 Netzraum Kärnten [380-kV-Ringschluss]
- 5 Italienleitung [Kuppelleitung Lienz – Veneto Region]

D West Österreich, Netzintegration EE und Pumpspeicher, Marktkopplung

- 6 Netzraum Tirol [Netzverstärkung Westtirol – Zell/Ziller]
- 7 Umstellung auf 380-kV-Betrieb [Systeme Westtirol – Memmingen/Bürs]
- 8 Reschenpass [Kuppelleitung Italien]

E Innerösterreichische 220-kV-Leitungen, [General-] Erneuerungen

- 9 Generalerneuerungen 220-kV-Leitungen

F EE-Integration, Marktkopplung Bodensee-Raum

- 10 Netzverstärkung Bodensee-Raum

Abbildung 3.6: Die TOP-10-Leitungsprojekte des APG-Masterplan 2030

Mit den Masterplanprojekten und ihrer nationalen und europäischen Bedeutung werden folgende netztechnische und energiewirtschaftliche Vorteile lukriert und nachhaltig gesichert:

- Langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Österreich mit elektrischer Energie und der Anbindung der Verteilernetze durch neue Netzabstützungen
- Optimierte Übertragungsnetzstruktur mit dem 380-kV-Ring und einer leistungsfähigen Anbindung der westlichen Bundesländer, Schaffung von leistungsfähigen Netzkapazitäten in Nord↔Süd- und Ost↔West-Richtung sowie von Kuppelleitungen zu Partner-netzen der ENTSO-E
- Möglichkeit der effizienten Interaktion der neuen EE-Erzeuger mit den Pumpspeicher-kraftwerken inkl. leistungsfähige Anbindung der Pumpspeicher für Ausgleichs- und Regelmöglichkeiten sowie Systemdienstleistungen (inkl. Netzwiederaufbau)

- Voraussetzung für die Netzintegration von Erzeugungsanlagen (neue EE und konventionelle Kraftwerke), Erreichung der Energie- und Klimaziele Österreichs durch Netzintegration der Windenergie-, PV- und Biomasse-Kraftwerke
- Anbindung von 110-kV-Teilnetzen mit hohem EE-Anteil (Erzeugungsüberschuss) der Verteilernetzbetreiber direkt an die 380-kV-Netzebene, z.B. UW Zurndorf, Sarasdorf, Bisamberg und Zaya
- Voraussetzung für nötige längerfristige Abschaltungen (mehrere Monate) für altersbedingte Sanierungen und nötige Generalerneuerungen von alten 220-kV-Leitungen
- Möglichst uneingeschränkter Marktzugang für Erzeuger und Kunden in Österreich und zum europäischen Strommarkt
- Verstärkte Marktintegration und -kopplung mit anderen europäischen Marktzone (z.B. Deutschland, Italien, Schweiz, Slowenien etc.) und damit ein wichtiger Beitrag zur europäischen EE-Integration
- Reduktion und Vermeidung von marktseitigem und kostenintensiven Engpassmanagement
- Reduktion von Übertragungsverlusten durch höhere Spannungsebenen

4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2017

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan 2017 (NEP 17) werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte entsprechend den in Kapitel 1.3 genannten Rahmenbedingungen beschrieben. Es werden sowohl jene Projekte dargestellt, die bereits mit den NEP der vergangenen Jahre genehmigt wurden (siehe Kapitel 4.5) als auch neue Projekte, die im Rahmen des NEP 2017 zur Genehmigung eingereicht werden (Kapitel 4.6).

Die Detailbeschreibungen der Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse (d.h. auch die Masterplan-Projekte) wurden von APG erstellt; für Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke, Kunden und Merchant Lines wurden jeweils Angaben von den Marktteilnehmern für die Beschreibungen herangezogen. APG hat hierfür die Marktteilnehmer kontaktiert, welche im Vorfeld Anfragen auf Netzanschluss bzw. Netzzugang/Netzkooperation an APG gerichtet haben. Die Detailbeschreibungen der Projekte finden sich in den Kapiteln 4.5 und 4.6.

4.1 Allgemeines

4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen

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

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

	Arbeiten (Montagen) Projektrealisierung; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme und abgeschlossener Dokumentation Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u>
--	---

Tabelle 3: 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 gemischt
- Geplante Inbetriebnahme (Gepl. IBN)
- Auslöser und technische Notwendigkeit
- Projektbeschreibung und technische Daten
- Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen
- Weitere Statusdetails

4.2 Verschiebungen von geplanten Inbetriebnahmen durch Partner

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).

Aus diesem Grund behält sich APG vor, den Projektwerbern bei nicht rechtzeitig (somit spätestens im Rahmen der APG-Konsultation) bekannt gegebenen Projektverschiebungen und Inbetriebnahmejahren bzw. bei Nichtrealisierung des Projektes im geplanten Zeitraum – unabhängig vom Verschulden – alle aus den Projektverzögerungen entstehenden wirtschaftlichen Nachteile für APG dem Projektwerber in Rechnung zu stellen. Bei wiederholten Projektverschiebungen durch den Projektwerber behält sich APG darüber hinaus vor, das Projekt aus dem NEP zurückzuziehen.

4.3 Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen

Die Netzausbauplanung der APG folgt, wie in Kapitel 2.5 beschrieben, dem NOVA-Prinzip. Dementsprechend werden seitens APG verschiedene Maßnahmen zur Netzoptimierung gesetzt, um das bestehende Übertragungsnetz möglichst leistungsfähig zu halten. Im Folgenden werden Maßnahmen zu spezifischen Erweiterungsprojekten und Betriebsinvestitionen kurz erläutert.

APG plant umfangreiche Erneuerungen und Investitionen in bestehende Umspannwerke und Leitungen als Betriebsinvestitionen. Überlegungen zu Verstärkungen bestehender Anlagen (z.B. hinsichtlich der Kurzschlussfestigkeit bei Schaltanlagen) führen besonders bei alten Anlagen zu umfangreichen Ertüchtigungen, Generalerneuerungen oder im Sinne einer tech-

nisch-wirtschaftlichen Optimierung immer öfter zu Ersatzneubauten. Die Betriebsinvestitionen und Netzverstärkungen in bestehende Anlagen werden – neben den Erweiterungsinvestitionen der Netzausbauprojekte – zunehmende Investitionsvolumina in den kommenden Jahren erfordern. Folgende Schwerpunkte liegen dabei vor:

- 80°-Ertüchtigungsprogramm für Leitungen (Ertüchtigung auf 80°-Leiterseiltemperatur zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit; Basis für Thermal Rating)
- Seiltausch bei Leitungen bzw. Generalsanierungen/Generalerneuerungen von v.a. 110-kV- und 220-kV-Leitungen, vgl. auch APG-Masterplan 2030 Projekt 9 (220-kV-Leitungen)
- Ertüchtigungen/Erneuerungen und Ersatzneubauten von v.a. 110-kV- und 220-kV-Schaltanlagen (KS-Festigkeit, SS-Nennströme)

Folgende Maßnahmen und Projekte sind in den nächsten Jahren geplant:

4.3.1 Leitungen

- 220-kV-Ltg. St. Peter – Ernthofen (Systeme 203/204; NEP-Projekt 14-2): Generalerneuerung, Behördenverfahren seit März 2016 laufend; Umsetzung geplant ab 2018
- 110-kV-Ltg. Reißbeck – Lienz: Generalsanierung mit Seiltausch, Umsetzung 2017
- 220-kV-Ltg. Lienz – Malta Hauptstufe: Seiltausch auf TAL-Seile, Umsetzung 2018
- 220-kV-Ltg. (Tauern) Reitdorf – Weißenbach
- 110-kV-Ltg. Ebenfurth – Ternitz – Landesgrenze Stmk.
- 220-kV-Ltg. Lienz – Staatsgrenze IT (Soverzene) 220-kV-Ltg. Weißenbach – Hesseberg

4.3.2 Umspannwerke/Schaltanlagen

- Lienz 220/110 kV, in Umsetzung
- Obersielach 220 kV, in Umsetzung
- Ernthofen 110 kV, in Umsetzung
- Ternitz 110 kV, Umsetzung ab Herbst 2017
- Gerlos/Zell-Ziller 110 kV
- Schwabeck 110 kV
- Rosenau 110 kV
- Großraming 110 kV
- Bisamberg 110 kV
- Wien West 110 kV
- Ranshofen 110 kV

- Reißbeck 110 kV
- Dürnröhr 380 kV
- Westtirol 380/220 kV
- weitere Anlagen in der Vorprojektsphase

4.4 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2017

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2017 (NEP-Projekttable und geographische Darstellung). Die im Zeitraum 2018 - 2020 geplanten Projekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar (3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2021 - 2027 wird an dieser Stelle ein Ausblick über die weiteren wichtigen Übertragungsinfrastrukturprojekte – entsprechend dem aktuellen Planungsstatus – 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 Leitungsprojekten gilt es bereits im Vorfeld der Genehmigungsverfahren und damit weit vor den Umsetzungsprojekten, umfangreiche Planungs- und Projektierungsarbeiten im Rahmen mehrjähriger Vorprojekte durchzuführen.

Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter - UW Salzburg											
13-1	UW Obersielach: 3. 380/220-kV-Umspanner	◇										
14-1	110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ			◇								
15-3	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner				◇							
14-2	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung				◇							
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Altheim)				◇							
11-12	Reschenpassprojekt					◇						
11-8	Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)					◇						
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern						◇					
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner							◇				
13-2	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV							◇				
11-11	Zentralraum Oberösterreich								◇			
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung								◇			
11-14	Netzraum Kärnten										◇	
Nr.	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
15-5	UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner <i>Energienetze Steiermark</i>	◇										
15-4	UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner <i>AMAG</i>	◇										
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung <i>Netz OÖ</i>		◇									
16-1	UW Gerlos/Zell-Ziller: 110/25-kV-Netzabstützung und Funsingau <i>TINETZ</i>		◇									
16-2	UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner			◇								
17-1	UW Ernsthofen und Ybbsfeld: 110-kV-Netzabstützung <i>Netz NÖ</i>			◇								
13-9	UW Zurndorf: 4. 380/110-kV-Umspanner <i>Netz Burgenland (Anschluss Windkraft)</i>				◇							
16-3	UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner				◇							
11-23	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung <i>KNG-Kärnten Netz</i>				◇							
16-4	UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung <i>TINETZ</i>				◇							
17-2	UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung <i>Netz OÖ</i>					◇						
12-9	UW Hadersdorf/Mürzta: 220/110-kV-Netzabstützung <i>Energienetze Steiermark</i>							◇				
13-6	UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss <i>Wiener Netze</i>								◇			
Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
12-7	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN (Anschluss Windkraft)		◇									
14-4	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe (Anschluss Windkraft)				◇							
14-5	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung (Anschluss Windkraft)					◇						
11-24	UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger									◇		

Tabelle 4: Übersicht der Umsetzungszeiträume der Projekte; die Raute markiert das geplante Jahr der Inbetriebnahme; grün gekennzeichnet: neue Projekte im NEP 2017

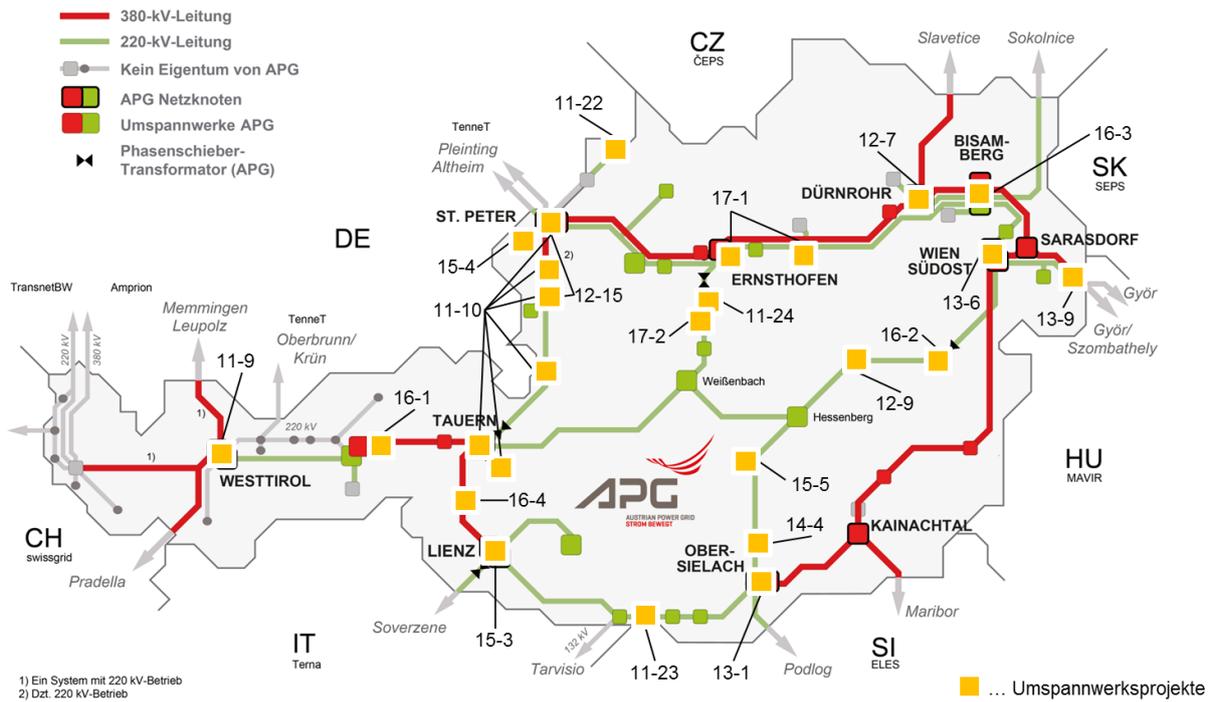


Abbildung 4.1: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Umspannwerksprojekte)

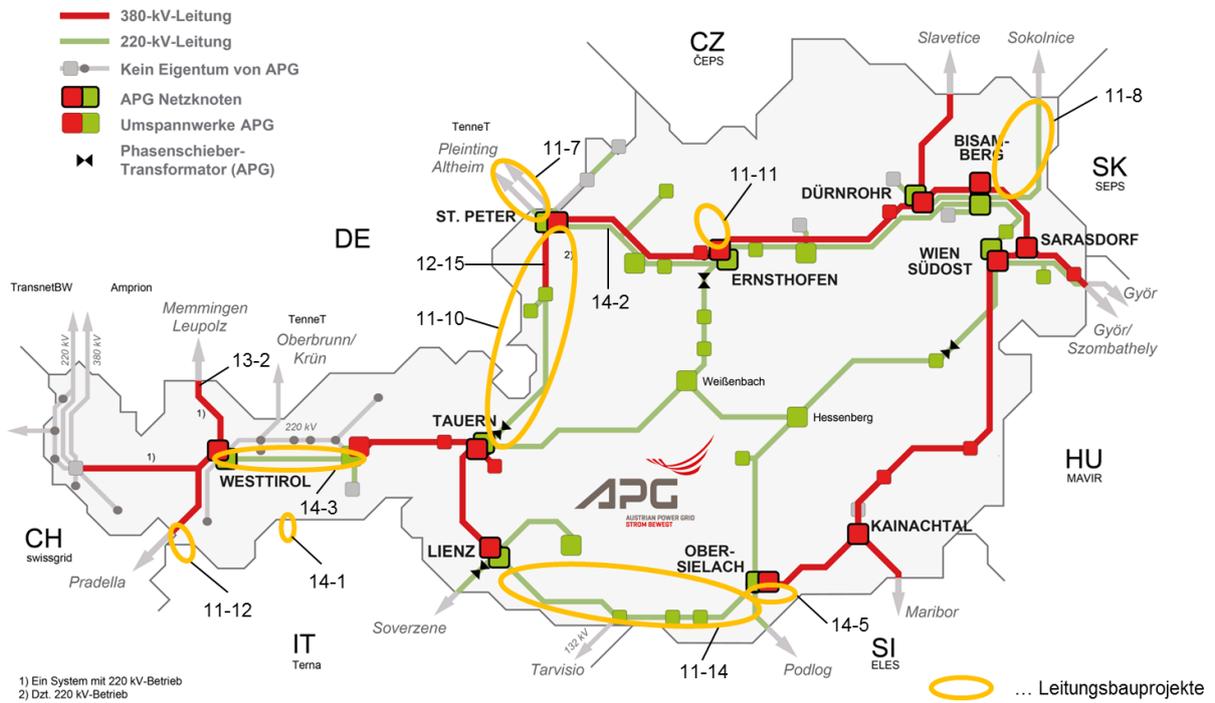


Abbildung 4.2: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Leitungsprojekte)

Annahmen zu den Planungsräumen

Im Zuge der Leitungsprojekte des NEP ist es erforderlich, Annahmen zu Planungsräumen zu treffen. Dies geschieht auch im Hinblick zu Überlegungen von Variantenprüfungen bei UVP-Projekten. Grundsätzlich wird von APG gemäß dem „NOVA“-Prinzip vorrangig versucht, bestehende Leitungstrassen einer optimierten Nutzung zuzuführen (z.B. Thermal Rating, Umrüstung auf TAL-Seile) bzw. in bestimmten Fällen leitungsbautechnische Upgrades umzusetzen (z.B. Projekte 11-14 „Netzraum Kärnten“ und 14-3 „220-kV-Leitung Westtirol – Zell Ziller: Leitungsverstärkung“: 380-kV-Upgrade der bestehenden 220-kV-Leitungen). In solchen Fällen – und damit bei den meisten der großen Leitungsprojekten der APG – beschränkt sich der jeweilige Planungsraum auf die bestehenden Leitungstrassen (vgl. Kapitel 2.5 sowie APG-Masterplan Kapitel 4.9.4). Die Notwendigkeit der Erschließung von neuen Trassen und Trassenräumen für Übertragungsleitungen reduziert sich damit auf wenige Projekte.

Um Planungsräume für die einzelnen Projekte ableiten zu können, werden die geplanten Anfangs- und Endpunkte der Leitungen bzw. die Bestands-Trassen in ein Rechteck gefasst, durch welches die Hauptachse einer Ellipse definiert wird. Neben der Definition von Brennpunkten über die Anfangs- und Endpunkte wurde ein Verhältnis Haupt- zu Nebenachse von 1:3 gewählt (zudem wurden markante Zwischenpunkte (z.B. Umspannwerke; Bsp. UW Hausruck bei Projekt 14-2) berücksichtigt). Die sich daraus ergebenden Ellipsen bzw. die Schnittmengen davon bilden jeweils den Planungsraum eines Projektes.

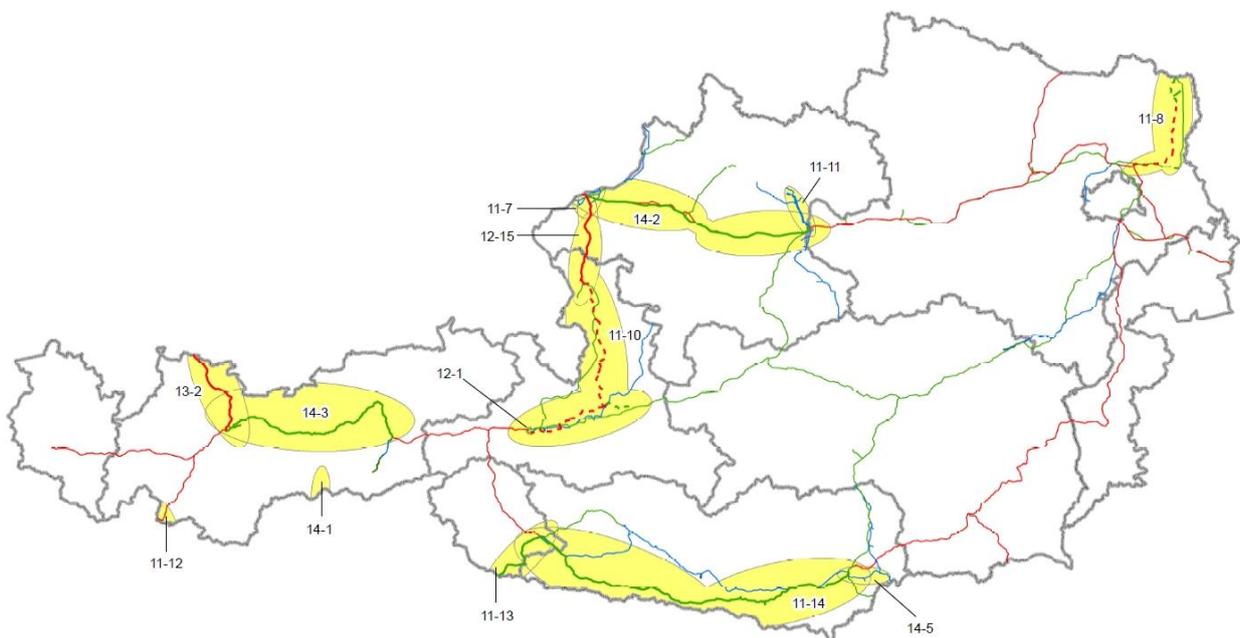


Abbildung 4.3: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP, referenziert mit den NEP-Nummern der jeweiligen Projekte; die großen Leitungsprojekte entsprechen den Projekten des APG-Masterplans 2030 (ohne Darstellungen für die Masterplan-Projekte 9 (Generalsanierungen 220-kV-Leitungen) und 10 (Bodenseeraum))

4.5 Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2016)

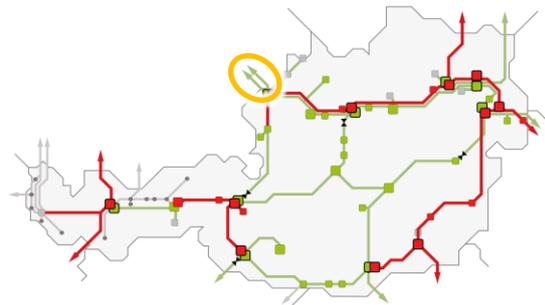
Die im gegenständlichen Kapitel dargestellten Projekte wurden bereits von ECA durch die entsprechenden Bescheide zu den folgenden Netzentwicklungsplänen genehmigt:

- 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

Die folgenden Projektinformationen entsprechen dem Planungsstand wie am Titelblatt des NEP angegeben.

4.5.1 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Altheim)

Projektnummer: 11-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2020/2021
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland führt durch steigende Importe der österr. Bilanzgruppen und der Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zu steigenden Netzbelastungen an den 220-kV-Kuppelleitungen in St. Peter.</p> <p>Die beiden 220-kV-Leitungen von St. Peter nach Bayern/DE wurden bereits 1941 (Simbach/Altheim) bzw. 1966-69 (Pirach/Pleinting) errichtet. Die damals getroffenen Auslegungen der Leitungskapazitäten erfüllen nicht mehr die heutigen Anforderungen. Die Übertragungskapazitäten sind zunehmend ausgeschöpft, und es sind in diesem Netzbereich vermehrt Engpassmanagement-Maßnahmen nötig. Durch den absehbaren weiteren Ausbau der Erneuerbaren in (Nord-)Europa sind weiter steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten. Die derzeitigen Maßnahmen werden mittelfristig nicht mehr ausreichen, um die (n-1)-Sicherheit dauerhaft zu gewährleisten.</p> <p>Der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und APG planen daher den 380-kV-Ersatzneubau der Leitung vom Netzknoten St. Peter zum deutschen Netzknoten</p>		



Altheim, sodass eine leistungsstarke 380-kV-Netzverbindung entsteht. Die 380-kV-Deutschlandleitung unterstützt die Interaktion zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, verbessert die Marktkopplung und führt somit zu einem insgesamt optimierten Kraftwerkseinsatz und damit zu einer effizienteren Deckung des Strombedarfs (ökonomisch und ökologisch).

Projektbeschreibung und technische Daten

Für die Erhöhung der Kuppelkapazität wird zwischen Deutschland und Österreich eine neue 380-kV-Leitung errichtet (im Abschnitt auf deutschem Staatsgebiet ist TenneT TSO GmbH Projektwerber des 380-kV-Projekts). Die beiden 220-kV-Leitungen bis zur Staatsgrenze werden auf österreichischer Seite 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 österreichischen Bilanzgruppen (inkl. Pumpspeicherkraftwerke) mit EE-Einspeisern im Norden Europas. Zusätzlich erfolgt eine Steigerung der Versorgungs- und Systemsicherheit und durch die höhere Spannungsebene werden die Übertragungsverluste reduziert (bei gleichen Transportmengen um etwa ein Drittel).

Weitere Projektinformationen

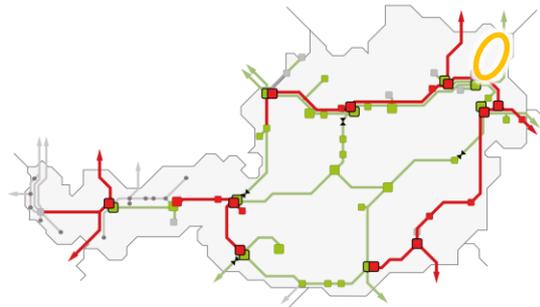
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 2)
- **positiver UVP-Bescheid wurde durch Genehmigungsbehörde im Land Oberösterreich am 2.12.2015 erlassen, dieser ist rechtskräftig**
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 212); TYNDP 2012, TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 47 Investment 212) bzw. TYNDP 2014 & TYNDP 2016 Projekt 187 Investment 997 (St. Peter – Pleinting)
- Netzentwicklungsplan Strom 2030 Deutschland (P67 bzw. P112)
- Laut Genehmigungsbescheid von ECA zum NEP 2016 soll in 2018 mit vorbereitenden Umsetzungsmaßnahmen begonnen werden

4.5.2 Netzraum Weinviertel

Projektnummer: 11-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepf. IBN: 2021

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die bestehende 220-kV-Freileitung von Bisamberg Richtung Staatsgrenze (Sokolnice) wurde teilweise in den Kriegsjahren bzw. danach errichtet und 1958 in Betrieb genommen. Sie führt durch das östliche Weinviertel, in dem ein starker Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern erfolgt (v.a. Windkraft). Mit Stand Ende 2015 sind im Weinviertel insgesamt



Windkraftanlagen mit einer Leistung von rd. 720 MW am Netz. Basierend auf dem von der Niederösterreichischen Landesregierung entwickelten sektoralen Raumordnungsprogramm und Projektinformationen zufolge ist zukünftig eine Steigerung auf eine Gesamtleistung von bis zu 1.500 MW zu erwarten (unter Annahme von z.B. Repowering bis zu 1.700 MW möglich). Zudem bestehen entsprechende Potentiale für einen Zubau von Photovoltaikanlagen.

Mit der bestehenden Leitungskapazität sind der Anschluss der im Weinviertel geplanten Windparks bzw. die Netzeinspeisung nicht möglich. Die bestehende 220-kV-Leitung bietet keine Potentiale und Möglichkeiten, die absehbaren und zukünftigen Entwicklungen im Weinviertel zu bedienen. Zusätzlich wäre die bestehende 220-kV-Leitung alters- und zustandsbedingt einer Generalsanierung zu unterziehen.

Projektbeschreibung und grundlegende Daten

Um die Netzeinbindung der erneuerbaren Energieträger zu ermöglichen, sind die Übertragungsnetzinfrastruktur im östlichen Weinviertel zu verstärken (Ersatzneubau) und Umspannwerke auszubauen. Zudem ist eine neue 110-kV-Netzabstützung im nördlichen Weinviertel mit dem UW Zaya geplant. Der Ersatzneubau der APG-Weinviertelleitung soll bis 2021 zu einem 380/110-kV-Netzkonzept führen.

Als kurzfristig umsetzbare Maßnahme zur Erhöhung der Einspeisekapazität für die Windkraftanlagen wurden die NEP-Projekte 12-6 und 13-3 bereits in Betrieb genommen – diese Projekte ermöglichen den Netzanschluss von insgesamt max. 900 MW Windkraft im Weinviertel über das UW Bisamberg der APG. Mit Realisierung der 380-kV-Leitung erfolgt eine Demontage der bestehenden 220-kV-Leitung im Weinviertel.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Übertragungskapazitäten im Weinviertel werden verstärkt, wodurch der Netzanschluss bzw. Netzzugang der geplanten Windkraftanlagen sowie anderer Erneuerbarer (z.B. PV)

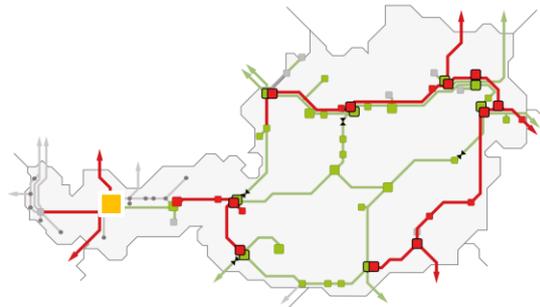
ermöglicht wird. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen. Darüber hinaus können durch die Netzverstärkung die erwarteten Verbrauchssteigerungen abgedeckt sowie die Versorgungssicherheit und -qualität im Weinviertel erhöht werden.

Weitere Projektinformationen

- APG-Masterplan 2030 (Projekt 3)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 217); TYNDP-Package 2012 (Regional Investment Plans CCE, CCS: Projekt A103); TYNDP 2014 & TYNDP 2016 Projekt 186
- Koordinierte Planungen und regelmäßige Gespräche mit Netz NÖ und der Windkraftbranche
- Das Projekt wurde im September 2016 zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) eingereicht
- Die mündliche Verhandlung wurde für September 2017 anberaumt

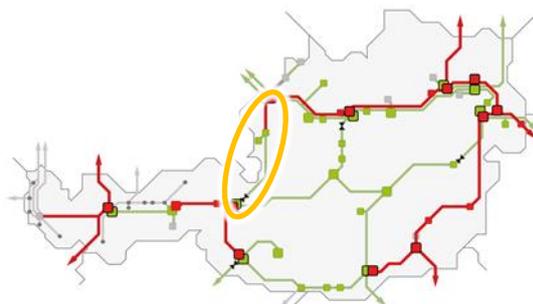
4.5.3 UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2023
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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 kommt es bei Ausfall der Trafobank zu unzulässig hohen Leistungsflüssen im süddeutschen Hochspannungsnetz.</p> <p>Durch bereits gestiegene und zukünftig erhöhte Belastungen (z.B. durch Pumpspeicherkraftwerke im Raum Kaprun, Malta und im Westen Österreichs sowie in der östlichen Schweiz) und durch Ost-West-Flüsse im Bereich des Inntales bedarf es der Erhöhung der Übertragungskapazität bzw. der (n-1)-Sicherheit.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die technische Ausgestaltung des Projekts wird im Rahmen eines Vorprojekts ausgearbeitet. Neben den erhöhten Anforderungen an die Übertragungskapazitäten führen Kraftwerkprojekte, 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.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ermöglichen des (n-1)-sicheren Transportes infolge stetig steigender Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales sowie durch neue und zukünftige Erzeugungsanlagen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich sowie Entwicklungen des energiewirtschaftlichen Umfelds in benachbarten Netzbereichen • Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Masterplan 2030 (Teil von Projekt 6) • ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 & TYNDP 2014 (Projekt 47 Investment 219) • Teil des Projektes PCI 2.1 		



4.5.4 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern

Projektnummer: 11-10	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2022
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die 380-kV-Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern verbindet als überregionales Leitungsprojekt den Netzknoten St. Peter in Oberösterreich und den Netzknoten Tauern in Salzburg. Der Engpass auf der derzeit bestehenden 220-kV-Leitung – der sich zudem in Zukunft massiv ausweiten wird – 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 derzeit zentrale Masterplan-Projekt der APG.</p> <p>Die Netzknoten im 380-kV-Ring ermöglichen durch ankommende bzw. abgehende 380-kV-Leitungen die Anbindung an die Nachbarländer und somit die Integration in das europäische Höchstspannungsnetz. Die Salzburgleitung hat in diesem Netzverbund 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.</p> <p>Aus energiewirtschaftlicher Sicht werden über die Salzburgleitung auch die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen Windenergiestandorten sowie Verbraucherzentren verbunden.</p> <p>Durch die Einbindung von 380/110-kV-Umspannwerken, um vor dem Hintergrund der energiewirtschaftlichen Entwicklungen weiterhin eine (n-1)-sichere Anbindung von Verteilernetzen in Oberösterreich und Salzburg zu gewährleisten, wird mit der Salzburgleitung die regionale Versorgungssicherheit verbessert und ein leistungsfähiger Zugang für Verbraucher und Kraftwerke im Verteilernetz zum europäischen Strommarkt ermöglicht.</p> <p>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.</p>		



Projektbeschreibung und technische Daten

Das Projekt sieht die Errichtung einer 2-systemigen 380-kV-Freileitung zwischen dem Netzknoten St. Peter und dem Netzknoten Tauern vor. In diesen Leitungszug werden mehrere Umspannwerke für die Anspeisung von regionalen Verteilernetzen integriert:

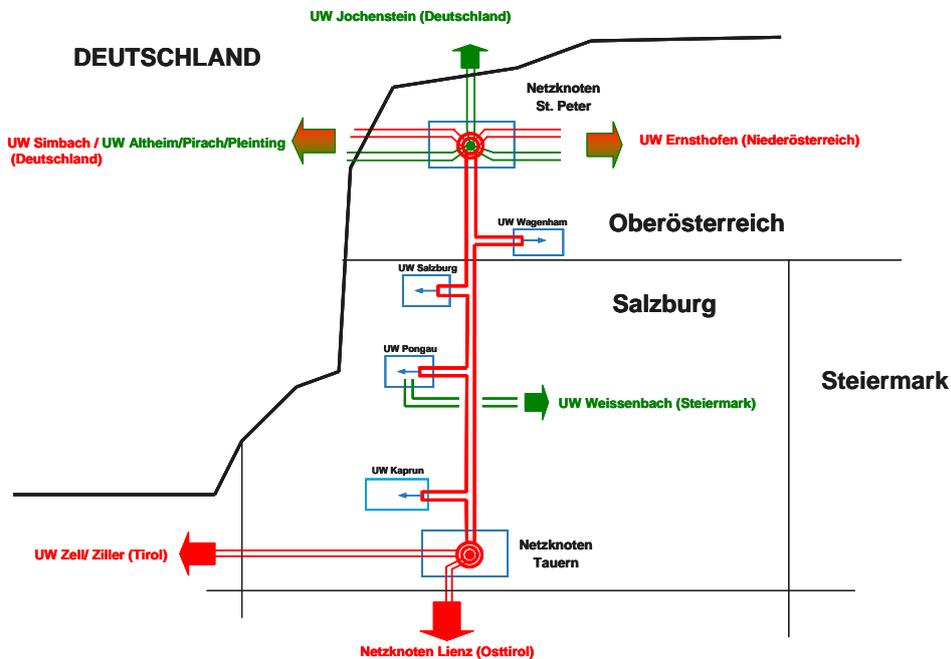
- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Netz OÖ
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Großraum Salzburg
- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Südwesten von Salzburg sowie zur direkten Anbindung des Kraftwerkes Kaprun an den 380-kV-Ring

Die Anspeisung dieser Umspannwerke erfolgt mittels einsystemiger Einschleifung in die 380-kV-Salzburgleitung.

- 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
- Leitungs koordinierung: 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 380-kV-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 auch die Struktur der regionalen Stromversorgung massiv verbessert. Dies betrifft insbesondere das Verteilernetz von Salzburg Netz GmbH, das durch zahlreiche 110-kV-Mitführungen und Neuerichtungen von 110-kV-Netzteilen eine wesentliche strukturelle Veränderung, aber auch einen für die zukünftigen Anforderungen entsprechenden Ausbau erfährt. Diese Vorhaben sind mit Salzburg Netz GmbH im Leitungs koordinierungsvertrag 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 Leitung Weißenbach (Steiermark) – Tauern künftig im UW Pongau endet.

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



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- (n-1)-sicherer Transport der Leistungsflüsse infolge zukünftiger regenerativer Erzeugungsanlagen und Pumpspeicherkraftwerke sowie der Entwicklungen des europäischen energiewirtschaftlichen Umfelds.
- Durch die Einbindung von 380/110-kV-Umspannwerken für eine (n-1)-sichere Anbindung von Verteilernetzen in Oberösterreich und Salzburg wird mit der Salzburgleitung die regionale Versorgungssicherheit verbessert und ein leistungsfähiger Zugang für Verbraucher und Kraftwerke im Verteilernetz zum europäischen Strommarkt ermöglicht.
- Über die Salzburgleitung werden die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen EE-Standorten sowie Verbraucherzentren verbunden. Ohne die Salzburgleitung können neue Wasserkraftpotentiale nicht erschlossen sowie die Netzintegration der Windkraft nicht im erforderlichen Ausmaß bewerkstelligt werden.
- Durch die höhere Spannung und Kapazität können die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert bzw. höhere Transportmengen ermöglicht werden.

Weitere Projektinformationen

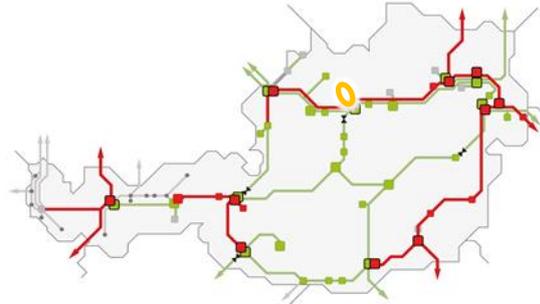
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 1)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekte 215/216); TYNDP 2012 (Projekt 47.26.216); TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 47 Investment 216)
- TEN-E Projekt (Projekte E217/6 und E256/09)
- PCI-Projekt 3.1.2
- Die Einreichung der UVE erfolgte im September 2012, das UVP-Verfahren ist derzeit beim Bundesverwaltungsgericht anhängig
- Unter der Annahme, dass das UVP-Verfahren innerhalb der gesetzlich vorgesehen Fristen abgewickelt werden könnte, war ursprünglich ein Baubeginn 2015 geplant. Durch umfangreiche Verzögerungen des UVP-Verfahrens auf verwaltungsbehördlicher Ebene ist ein Baubeginn frühestens Ende 2018 möglich, dies hat eine Inbetriebnahme 2022 zur Folge.
- Der Teilabschnitt Netzknoten St. Peter – UW Salzburg wurde bereits Anfang 2011 mit 220 kV in Betrieb genommen, wird jedoch durch das Projekt Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern in Teilbereichen abgeändert bzw. auf 380-kV-Betrieb umgestellt

4.5.5 Zentralraum Oberösterreich

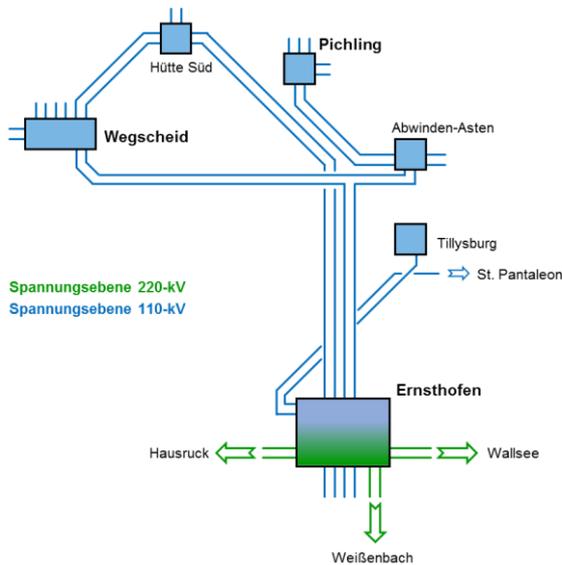
Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepf. IBN: 2024

Auslöser und technische Notwendigkeit

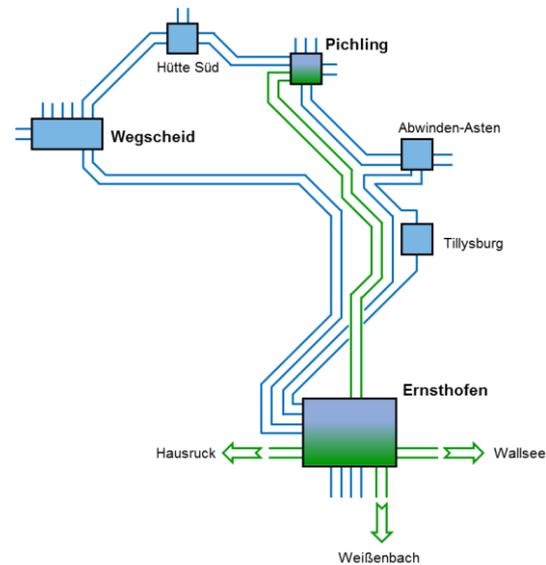
- Erreichen der (n-1)-Grenzen der 110-kV-Anspeiseleitungen des Zentralraumes Oberösterreich
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können, ist eine 110-kV-Teilnetzbildung im Zentralraum Oberösterreich erforderlich
- Ausbaupläne der Industrie
- Stetig steigende Netzlasten (öffentlicher Bezug)
- Weitere Ausbauten im Stadtgebiet von Linz (z.B. UW Leonding - UW Linz Zentrum) sowie Anbindung neuer Netzkunden (z.B. Datenserverfarm, UW Pyburg der Netz NÖ)



Projektbeschreibung und technische Daten



Ist-Ausbauzustand Zentralraum OÖ



Geplanter Ausbauzustand 2024

Das Ausbaukonzept bezieht sich auf die zwischen den Projektpartnern APG, Netz Oberösterreich GmbH (Netz OÖ) und Linz Strom Netz GmbH (LSN) abgestimmte Netzentwicklung für den Zentralraum Oberösterreich. Dieses stellt ein netztechnisches Gesamtkonzept dar, dessen Umsetzung schrittweise geplant ist:

- Entwicklung von zwei räumlich getrennten 220-kV-Anspeisetrassen in den Großraum Linz mit Aufbau von 220/110-kV-Umspannungen im UW Pichling und später im UW Wegscheid; d.h. bis 2024 Ersatzneubau der derzeitigen 110-kV-Anspeiseleitungen als 220-kV-Leitungen vom UW Ernsthofen bis in den Bereich der Autobahnkreuzung (A1) und 220/110-kV-Ausbau UW Pichling. Die Inbetriebnahme der 220/110-kV-Netzabstützung UW Wegscheid ist für 2027 geplant.
- Trennung des 110-kV-Netzes im Zentralraum Oberösterreich in zwei Teilnetze aufgrund der erhöhten Kurzschlussleistung und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können.
- Leitungslänge: ca. 2 x 14 km (größtenteils Nutzung bestehender Trassen)
Übertragungsleistung: Erhöhung der Anspeisekapazität auf 4 x 800 MVA_{th} auf 220 kV und 2 x 400 MVA_{th} auf 110 kV

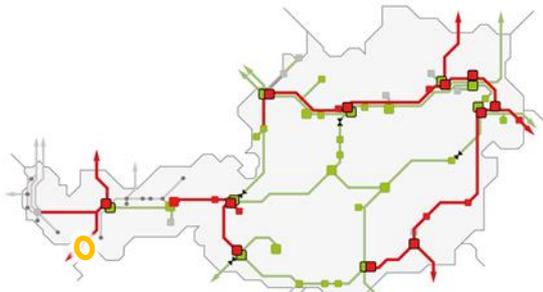
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Auflösung der dzt. bestehenden 4-fach-Leitung (rd. 2 km im Bereich Golfplatz Tillysburg) in den Zentralraum Oberösterreich. Schaffung von zwei räumlich weitgehend unabhängigen 220-kV-Trassen zur redundanten Anspeisung des Zentralraumes Oberösterreich aus dem Übertragungsnetz der APG
- Auftrennung des 110-kV-Teilnetzes „EAEH“ aus Ernsthofen; dadurch können die Kurzschlussleistungen gesenkt und die Versorgungssicherheit weiterhin sicher und zuverlässig gewährleistet werden
- Nach Verkabelung/Verstärkung des letzten Abschnittes der von Wels nach Wegscheid führenden Leitung 162/9B,0B und durch die 220/110-kV-Abstützung in Jochenstein (Projekt 11-22) werden neue Leistungsreserven für die Anspeisung und zusätzliche Optionen für die 110-kV-Teilnetzbildung geschaffen

Weitere Projektinformationen

- Netztechnisches Konzept ist abgestimmt zwischen den Netzbetreibern
- Vorprojekt wurde 2017 gestartet, Gemeinschaftsprojekt von APG, Netz OÖ und Linz Strom Netz.
- Ursprünglich geplante IBN 2023; unter Zugrundelegung des Zeitablaufes für UVP-Verfahren frühestmöglicher IBN-Termin 2024

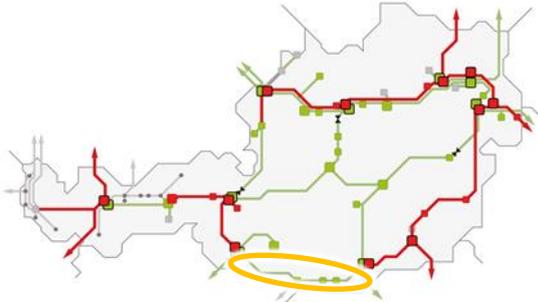
4.5.6 Reschenpassprojekt

Projektnummer: 11-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitungen	Gepf. IBN: 2021
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die derzeit bestehende Verbindungsleitung der APG zwischen Österreich (Lienz) und Italien (Soverzene) stammt aus dem Jahr 1952 und ist mit einer thermischen Grenzleistung von 286 MVA den Anforderungen des heutigen europäischen Strommarktes nicht mehr gewachsen. Die zunehmende Wasserkrafterzeugung in der westlichen Alpenregion Österreichs (vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke), der angestrebte 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 im Raum Nauders nach Premadio (bzw. Lombardia Region) kann eine weitere Kuppelleitung zwischen den Übertragungsnetzen von Terna und APG mit einer adäquaten Kapazität geschaffen werden. Im Zusammenhang mit dem Projekt wird für das Verteilernetz von TINETZ eine neue Mspgs.-Netzabstützung zur Verbesserung der lokalen Versorgungssicherheit für den Raum Nauders geplant.</p>		
 <p>The map shows the geographical location of the Reschenpass project, highlighting the connection between Austria (left) and Italy (right) through the Reschenpass. It illustrates the existing and planned high-voltage transmission lines and substations in the region.</p>		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Das Projekt von APG umfasst ein 380/220-kV-Umspannwerk inkl. PST-Transformator (220/220 kV) und eine einsystemige 220-kV-Verbindung bis zur Staatsgrenze am Reschenpass. Anknüpfungspunkt für das Umspannwerk ist die bestehende 380-kV-Leitung Westtirol – Pradella (CH) im Nahebereich der Staatsgrenze. Auf italienischer Seite wird die Leitung in der Lombardia Region in das bestehende Netz von TERNA eingebunden.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur Versorgungssicherheit bei. Weiters ergeben sich durch die zusätzliche Kapazität zwischen Österreich und Italien positive Effekte auf die verbundenen Strommärkte und die Marktintegration. Darüber hinaus wird mit Realisierung der Netzabstützung die regionale Versorgungssicherheit im Verteilernetz der TINETZ bedeutend erhöht. In Zusammenhang mit Projekt NEP 11-13 kann durch Realisierung des Reschenpassprojektes im Zeitraum von Abschaltungen der Leitung Lienz – Soverzene eine adäquate Marktkapazität an der Übergabe Österreich – Italien sichergestellt werden.</p>		

Weitere Projektinformationen

- APG-Masterplan 2030 (Projekt 8)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (siehe TYNDP S. 227); TYNDP 2012 (Projekt 26.A102); TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 26 Investment 614)
- Vorarbeitenbescheid wurde im Mai 2015 erteilt und 2016 verlängert

4.5.7 Netzraum Kärnten

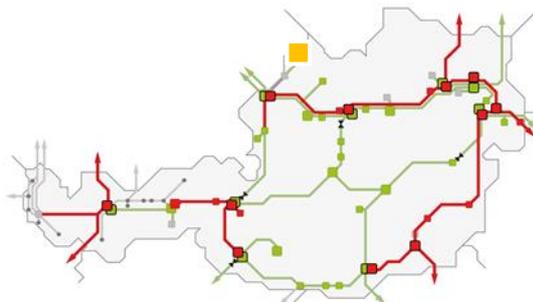
Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2026/27
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und Europa, Potentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke, die Interaktion mit der Windkraft in Österreich und Europa (Netzregelung, Speicherung) sowie eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes von Kärnten Netz (KNG) erfordern eine Verstärkung des Übertragungsnetzes im Raum Kärnten und den 380-kV-Ringschluss in Österreich.</p>		
		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Unter Berücksichtigung der genannten Auslöser werden aktuell leitungsbautechnische Varianten für die Netzverstärkung im Netzraum Kärnten untersucht (380-kV-Upgrade der Bestandsleitung). Wird die Möglichkeit des Upgrades von Bestandsleitungen durch den Bundesgesetzgeber legislativ vorgesehen, kann das Vorprojekt beschleunigt werden.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Mit der Verstärkung des Netzraumes Kärnten kann der 380-kV-Ring in Österreich vollendet werden und es kommen alle damit verbundenen Vorteile zum Tragen. Die Versorgungssicherheit in Kärnten und in Österreich kann langfristig gewährleistet werden. Mit dem 380-kV-Ringschluss im Süden wird eine redundante Verbindung der EE-Einspeisезentren im Osten Österreichs (v.a. Windkraft, PV) mit den Pumpspeicherkraftwerken im Zentralalpenraum erreicht.</p>		
<p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Masterplan 2030 (Projekt 4) • Der Netzraum Kärnten schließt den 380-kV-Ring in Österreich • ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 218); TYNDP 2012 (Projekt 26.47.218); TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 26 Investment 218) • PCI-Projekt 3.2.2 		

4.5.8 UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ

Projektnummer: 11-22	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2018

Auslöser und technische Notwendigkeit

Das obere Mühlviertel mit den Umspannwerken Partenstein, Ranna und Rohrbach wird über eine 73 km lange zweisystemige 110-kV-Freileitung aus Wegscheid versorgt. In diese Leitung eingebunden sind auch das Umspannwerk Eferding sowie das Donaukraftwerk Ottensheim.



Die derzeit zur Verfügung stehende Notanspeisung für das Mühlviertel aus Deutschland bedingt durch die geringe Übertragungsleistung der Leitung und das starr geerdete 110-kV-Netz in Bayern Nachteile für die Netzkunden hinsichtlich der Netzverfügbarkeit. Das zeitlich absehbare Ende der technischen Nutzungsdauer dieser Leitung ist bereits erreicht.

Projektbeschreibung und technische Daten

Als Ersatz für die Notanspeisung über die 110-kV-Leitung Ranna – Staatsgrenze (DE) ist die Errichtung einer 220/110-kV-Netzkuppelstelle durch APG in der Schaltanlage der Donaukraftwerk Jochenstein AG und die Errichtung einer 110-kV-Erdkabelverbindung von Jochenstein nach Ranna durch Netz OÖ vorgesehen.

- APG: Netzkupplung 220/110 kV mit einer Umspannerleistung von 200 MVA
- Netz OÖ: 110-kV-Erdkabelverbindung von Jochenstein nach Ranna, 2 Systeme mit je 4,8 km Länge im Endausbau (derzeit kann nur ein 110-kV-Kabelsystem verlegt werden, da erst die Umsetzung des NEP-Projekts 11-11 „Zentralraum OÖ“ die Verlegung weiterer 110-kV-Erdkabel im diesem 110-kV-Teilnetz zulässt)

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Anspeisung für das obere Mühlviertel und leistungsstarke 220/110-kV-Netzabstützung für das 110-kV-Verteilernetz in Oberösterreich. Dadurch Verbesserung der Versorgungssicherheit für das obere Mühlviertel und das 110-kV-Verteilernetz.

Weitere Projektinformationen

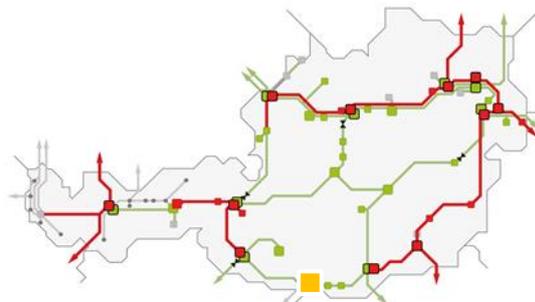
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation der Netz OÖ
- Behördliche Genehmigungen liegen seit Juli 2016 vor
- Seit Herbst 2016 in Umsetzung

4.5.9 UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG-Kärnten Netz

Projektnummer: 11-23	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2020

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die Errichtung der 220/110-kV-Netzabstützung UW Villach Süd dient vorrangig der Beseitigung von Netzengpässen im 110-kV-Netz Kärnten und der Anpassung der 110-kV-Netzstruktur, die größtenteils im Zeitraum von 1960-1970 errichtet wurde, an die Anforderungen eines zeitgemäßen Stromversorgungsnetzes. Die Notwendigkeit wurde im wissenschaftlichen Gutachten vom 15.10.2010 über die „Begründung der netztechnischen Notwendigkeit einer Netzabstützung im Raum Villach“ der Technischen Universität Graz (Prof. Renner) dargelegt.



Projektbeschreibung und technische Daten

Die 220/110-kV-Netzabstützung erfolgt als zweisystemige Einschleifung in die bestehende 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach und Umspannung mittels zweier 300 MVA-Transformatoren.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

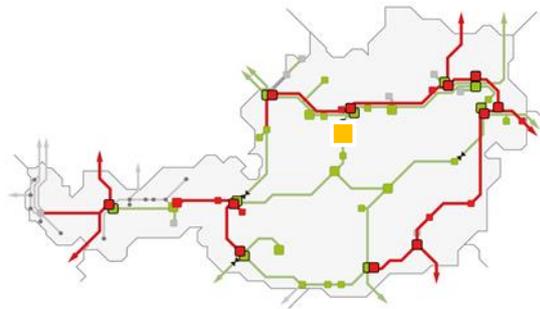
Einerseits werden damit die Erfordernisse zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit sowohl im 110-kV-Ostnetz als auch -Westnetz in Kärnten unter Berücksichtigung der Laststeigerungen und der geplanten Instandhaltungsarbeiten abgedeckt. Andererseits wird die Beseitigung bestehender netzbetrieblicher Einschränkungen (geringe Übertragungskapazität des 110-kV-Leitungszuges Landskron – Seebach – Siemens sowie Spannungshaltungsprobleme bei Nichtverfügbarkeit des 110-kV-Leitungszuges Seebach – Landskron) im Versorgungsbereich der Stadt Villach durch Schaffung einer leistungsstarken Anspeisung im Süden ermöglicht.

Weitere Projektinformationen

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation seitens KNG
- Mitte Oktober 2015 erfolgte ein Baustopp seitens KNG wegen Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes mit Aufhebung des UVP-Feststellungsbescheides und von Genehmigungsbescheiden der KNG. APG musste dadurch ebenfalls entsprechende Maßnahmen setzen.
- Die geplante Inbetriebnahme wird sich dadurch verzögern, und es ergeben sich markante nachteilige Auswirkungen für die Versorgungssicherheit in Kärnten.

4.5.10 UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Wasserspeicherkraftwerk Pfaffenboden (Energiespeicher Bernegger)

Projektnummer: 11-24	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2025
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Herstellung des Netzanschlusses für die Einbindung des geplanten Wasserspeicherkraftwerk Pfaffenboden (Energiespeicher Bernegger) in das APG-Netz.</p>		
<p>Projektbeschreibung u. techn. Daten</p> <p>Das UW Molln wurde als zweisystemige Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernthofen – Pyhrn/Weissenbach (Sys.Nr. 201B/202) nach den Planungsgrundsätzen der APG projektiert.</p>		
<p>Daten Kraftwerk:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 Mittelspannungsvollumrichter und Transformatoren 		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Der energiewirtschaftliche Nutzen des PSKW ist, gemäß den Angaben des Projektwerbers, den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes zukunftsorientiert nachzukommen. Neben der Deckung des steigenden Strombedarfes ist aus den Gegebenheiten des Elektrizitätsmarktes ein markant steigender Bedarf an regulativen Kraftwerkskapazitäten abzuleiten. Einerseits ist dies durch den wachsenden Anteil geänderter Erzeugungsformen (z.B. Windkraftwerke) gegeben, andererseits erfordern ausgeprägte Lastprofile des Verbrauchs eine erhöhte Flexibilisierung leistungsstarker Erzeugungseinheiten.</p> <p>Insbesondere die verstärkte Nutzung der Windenergie in Europa, und in zunehmendem Maße auch in Österreich, erfordert Kraftwerke und zugehörige Umspannwerke, welche die Erzeugungsschwankungen derartiger Anlagen kompensieren. Die Einspeisecharakteristik dieser Anlagen ist durch eine systembedingt höhere Volatilität gekennzeichnet und verursacht einen Mehrbedarf an Ausgleichsenergie.</p> <p>Das Gesamtvorhaben erfüllt genau diese Anforderung nach zusätzlichen regulativen Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise erhöhter Bereitstellung von Ausgleichsenergie infolge</p>		



geänderter Erzeugungsformen und ausgeprägter Lastprofile des Verbrauchs. 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 wesentlichen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit.

Weitere Projektinformationen

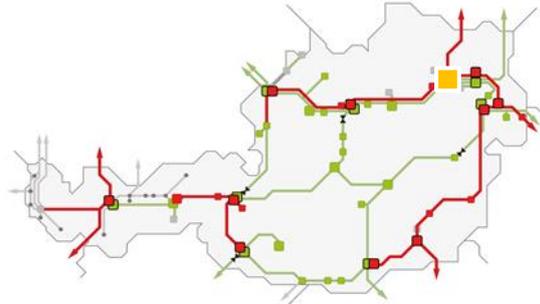
- Netzzugangsvertrag, Betriebsführungsübereinkommen und Errichtungsvertrag wurden bereits abgeschlossen.
- Die Bewilligung des UW Molln nach dem Starkstromwegegesetz wurde mit Bescheid BMWFJ-55.050/0080-IV/5a/2011 vom 28.6.2011 erteilt
- PCI-Projekt 2.22
- Vorbereitende Baumaßnahmen durch den Projektwerber eingeleitet

4.5.11 UW Dürnrrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrrohr EVN

Projektnummer: 12-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2018

Auslöser und technische Notwendigkeit

Für das Waldviertel und das westliche Weinviertel weist der Zonierungsplan des Landes NÖ Windflächen aus, die auf eine installierbare Leistung von 300 bis 400 MW schließen lassen. Darüber hinaus sind Photovoltaikpotentiale zu berücksichtigen. Diese geplante Einlieferleistung übersteigt die lokal verbrauchte Leistung. Die überschüssige Leistung muss zum nächsten Verknüpfungspunkt mit dem Höchstspannungsnetz, dem Umspannwerk Dürnrrohr, transportiert werden und führt dort zu einer Erhöhung der Rücklieferleistung. Die derzeit maximal auftretende Rücklieferleistung, die aus den Kraftwerken Dürnrrohr (EVN Block) und Theiß stammt, nutzt die gesamte Leistung der beiden 220/110-kV-Hauptumspanner (200 und 300 MVA) aus.



Um die 220/110-kV-Umspannerkapazität im UW Dürnrrohr für die geplante Einspeisung aus Erneuerbaren frei zu machen, soll das Kraftwerk Dürnrrohr (EVN Block) direkt in die 380-kV-Ebene einspeisen. Somit wird es in einem ersten Schritt möglich, zusätzliche Erzeugungskapazität (Windkraft, PV) bis zu 350 MW in das 110-kV-Netz im Weinviertel West und Waldviertel aufzunehmen, nach Dürnrrohr zu transportieren und über die frei werdende Umspannerkapazität in das Übertragungsnetz der APG rückzuspeisen. Übersteigt die zusätzliche Einspeiseleistung 350 MW, sind weitere Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

Zum Transport der Windenergie aus dem Waldviertel nach Dürnrrohr ist seitens Netz NÖ darüber hinaus die Verstärkung des 110-kV-Netzes geplant (Auflegen/Inbetriebnahme der zweiten Systeme auf derzeit einsystemig betriebenen Doppelleitungen und Einbindung in die entsprechenden Umspannwerke über 110-kV-Schaltfelder) sowie die Errichtung des 110-kV-UW Eggenburg.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Anbindung des EVN-Kraftwerkblocks über 380-kV-Blocktrafo und Schaltfeld an die 380-kV-Leitung (KW Dürnrrohr – UW Dürnrrohr) der APG durch EVN

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

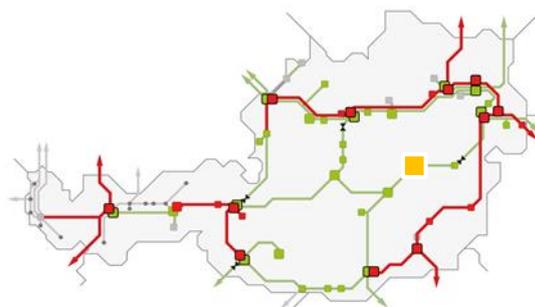
Abtransport von Windenergie in Höhe von zusätzlich 350 MW aus dem Verteilernetz der Netz NÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von EE.

Weitere Projektinformationen

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation der Netz NÖ

4.5.12 UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung Energienetze Steiermark

Projektnummer: 12-9	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2023
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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, in der Größenordnung von ca. 40 bis 60 MW in den nächsten Jahren.</p> <p>Des Weiteren wurden von der Steiermärkischen Landesregierung im Sachprogramm „Windenergie“ entsprechende Eignungsflächen für die Errichtung von Windparkanlagen festgelegt. Einen Schwerpunkt bildet dabei das Mürztal zwischen Mürzzuschlag und Kindberg, in dem hier Vorzugsflächen für rund 140 MW Windparkleistung festgelegt wurden. Für einen (n-1)-sicheren Abtransport ist neben der Teilverstärkung von 110-kV-Leitungen im Mürztal auch die Errichtung des UW Hadersdorf/Mürztal erforderlich.</p> <p>Des Weiteren ist für die Einhaltung der Spannungsqualität in den Mittelspannungsnetzen im Mürztal, neben den alternativen Maßnahmen in Kundenanlagen, die Erhöhung der Kurzschlussleistung im Mürztal eine wesentliche Voraussetzung.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Der Projektumfang umfasst die Einbindung der bestehenden 220-kV-Doppelleitung Hesselberg – Ternitz in eine neue 220-kV-Anlage und im Erstausbau die Errichtung eines 220/110-kV-Umspanners mit der Baugröße von 200 MVA. • Im Endausbau ist ein zweiter Umspanner vorgesehen • Die Anspeisung des 110-kV-Netzes der EN erfolgt durch die Einbindung des bestehenden Doppelleitungssystems Bruck – Mürzzuschlag – Ternitz in die neue 110-kV-Schaltanlage durch EN. <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Mit der Errichtung des UW Mürztal/Hadersdorf 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 NetZRückwirkungen führen und somit wesentlich zur Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen.</p>		



Gleichzeitig können auch die derzeit bestehenden betrieblichen Einschränkungen in der Betriebsführung des 110-kV-Netzes mit einer Industrie- und einer Verbraucherschleife beseitigt und damit eine deutliche Erhöhung in der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des 110-kV-Netzbetriebes (Auflassung des gekoppelten 110-kV-Netzes im UW Müzzuschlag) erreicht werden.

Weiters stellt die Inbetriebnahme des UW Hadersdorf/Mürztal eine wesentliche Voraussetzung für den (n-1)-sicheren Energieabtransport der im Mürztal geplanten Windparkerzeugungsanlagen dar.

Weitere Projektinformationen

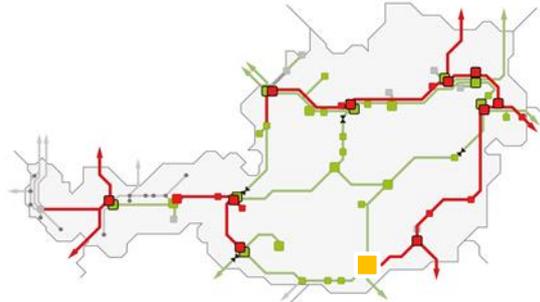
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation von EN
- In Kombination mit dem im NEP 2016 neu eingereichten Projekt 16-2 verschiebt sich die geplante IBN auf 2023, sofern die oben beschriebenen netzbetrieblichen Erfordernisse mit 16-2 ausreichend erfüllt werden können.

4.5.13 UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 13-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017/2018

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die beiden bestehenden 380/220-kV-Transformatoren in Obersielach sind in Zeiten hoher Speicherkrafterzeugung sowie in Phasen hoher (europäischer) Ost-West-Lastflüsse hoch belastet. Eine Analyse der letzten Jahre weist eine steigende Tendenz bei den (n-1)-Verletzungen an den beiden Hauptumspannern aus. Pumpspeicherkraftwerke (insbesondere im Alpenraum, z.B. Reißbeck II) und deren Interaktion mit den EE im Osten Österreichs führen zu einer zunehmenden Verschärfung der Situation. Längere Abschaltungen eines Transformators (z.B. bei Instandhaltungsarbeiten bzw. nach einem Ausfall) verursachen immer wieder kritische Netzzustände.



Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners mit 550 MVA
- Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Erhöhung der Übertragungskapazität sowie der (n-1)-Sicherheit und -Reserve
- Erleichterung von Instandhaltungsarbeiten und Revisionen
- Verbesserte Netzintegration der Pumpspeicherkraftwerke, Erhöhung der Versorgungssicherheit im süd-östlichen Bereich des APG-Netzes

Weitere Projektinformationen

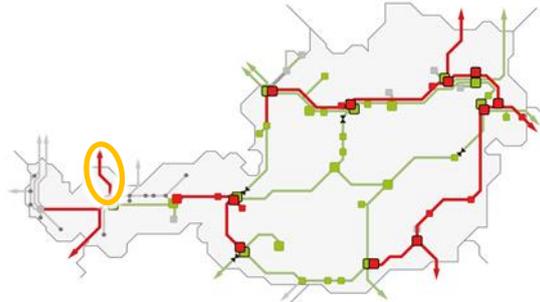
- In Umsetzung

4.5.14 UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV

Projektnummer: 13-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitung	GepI. IBN: 2023

Auslöser und technische Notwendigkeit

Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland (Strommarkt) führt durch steigende Importe der österr. Bilanzgruppen und der Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zu steigenden Netzbelastungen an den Kuppelleitungen nach Deutschland.



Durch den weiteren Ausbau der Windkraft in Nordeuropa und deren 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. Mit dem Ziel der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich ist die Umstellung der Spannungsebene geplant bzw. wird eine Optimierung der Seilbelegung geprüft. 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 ist mit dem deutschen Übertragungsnetzpartner Amprion abgestimmt und umfasst auf deutscher Seite unter anderem die Errichtung einer neuen Leitung auf bestehender Trasse (ca. 35 km) mit erhöhter Übertragungskapazität (vgl. DE-NEP 2030, Version 2017, 2. Entwurf).

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die erhöhte Übertragungskapazität erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Bilanzgruppen (inkl. der Pumpspeicherkraftwerke) mit EE-Einspeisern in (Nord-)Europa. Mit der Umstellung des Leitungssystems auf 380-kV-Betrieb werden höhere Austauschleistungen ermöglicht. Das Projekt unterstützt die Interaktion zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, verbessert die Marktkopplung und führt somit zu einem insgesamt optimierten Kraftwerkseinsatz und damit zu einer effizienteren Deckung des Strombedarfs (ökonomisch und ökologisch). Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert (auf ca. ein Drittel).

Weitere Projektinformationen

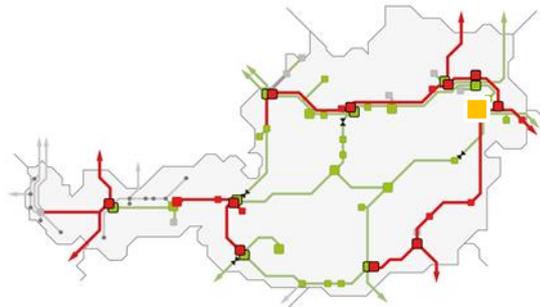
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 7)
- ENTSO-E TYNDP 2012 (Projekt 47.A76); TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 47 Investment 689)
- Netzentwicklungsplan Strom Deutschland 2012, 2013, 2014, 2030 Projekt (P74)

4.5.15 UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss Wiener Netze

Projektnummer: 13-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2024

Auslöser und technische Notwendigkeit

Seitens Wiener Netze besteht der Bedarf für eine 380-kV-Leitungsverbindung zwischen dem UW Wien Südost und UW Simmering, da auf den bestehenden Leitungsverbindungen über UW Kendlerstraße und UW Wien Süd Kapazitätsengpässe bestehen und der älteste Kabelabschnitt zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme bereits 45 Jahre alt ist. Das geplante Vorhaben sieht im Endausbau eine Doppelleitungsverbindung von UW Simmering nach UW Wien Südost vor. Die Trasse verläuft über eine Gesamtlänge von 8,1 km (Kabel ca. 4,5 km und Freileitung ca. 3,6 km) im 10. und 11. Wiener Gemeindebezirk. Der Freileitungsabschnitt nützt eine bestehende 110-kV-Freileitungstrasse auf ca. 1,5 km Länge. Die erste Ausbaustufe umfasst auch die Errichtung eines Kabelsystems von der KÜ Schemmerlstraße nach UW Simmering, und damit eine durchgehende Verbindung von UW Wien Südost nach UW Simmering. In der zweiten Ausbaustufe wird die Doppelleitungsverbindung durch den Bau der zweiten Kabelstrecke vervollständigt. In der ersten Ausbaustufe ist der Betrieb mit einem max. Dauerstrom von 1.650 A pro Leitungssystem geplant.



Die Trasse verläuft über eine Gesamtlänge von 8,1 km (Kabel ca. 4,5 km und Freileitung ca. 3,6 km) im 10. und 11. Wiener Gemeindebezirk. Der Freileitungsabschnitt nützt eine bestehende 110-kV-Freileitungstrasse auf ca. 1,5 km Länge. Die erste Ausbaustufe umfasst auch die Errichtung eines Kabelsystems von der KÜ Schemmerlstraße nach UW Simmering, und damit eine durchgehende Verbindung von UW Wien Südost nach UW Simmering. In der zweiten Ausbaustufe wird die Doppelleitungsverbindung durch den Bau der zweiten Kabelstrecke vervollständigt. In der ersten Ausbaustufe ist der Betrieb mit einem max. Dauerstrom von 1.650 A pro Leitungssystem geplant.

Projektbeschreibung und technische Daten

Zur Einbindung im UW Wien Südost der APG muss die bestehende 380-kV-Doppelleitung (Systeme 501/503) der Wiener Netze um zwei Schaltfelder verschwenkt werden. Die dadurch frei werdenden Schaltfelder sind für die Anbindung der neuen Doppelleitung vorgesehen. Seitens APG sind für den Anschluss der 380-kV-Doppelleitung (501/503) zwei neue 380-kV-Schaltfelder im UW Wien Südost zu errichten.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Gewährleistung des (n-1)-Kriteriums und damit Erhöhung der Versorgungssicherheit im Netzbereich der Wiener Netze GmbH.

Weitere Projektinformationen

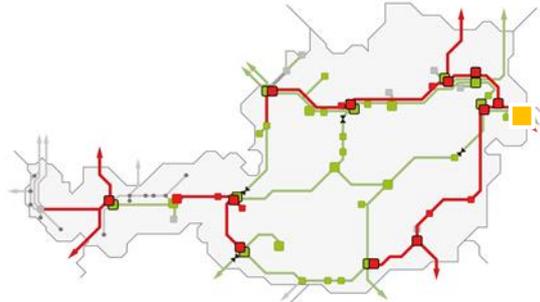
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation seitens Wiener Netze
- Ende 2016 wurde mit der Errichtung der 380-kV-Freileitung und des auf gemeinsamem Gestänge mitgeführten 110-kV-Freileitungsabschnittes der erste Bauabschnitt für die erste Ausbaustufe von Wiener Netze fertiggestellt. Der anschließende zweite Bauabschnitt sieht die Errichtung der Kabelanlage sowie die Einbindungen in die Umspannwerke Simmering und Wien Südost vor.
- Die Inbetriebnahme für die erste Ausbaustufe ist für 2024 geplant.

4.5.16 UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz Burgenland

Projektnummer: 13-9	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2019/2020

Auslöser und technische Notwendigkeit

Zusätzlich zu den bereits installierten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 1.110 MW (Stand Februar 2017) im Burgenland liegen beim Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland Anfragen für Windkraftanlagen im Ausmaß von weiteren rd. 380 MW (Stand Februar 2017) vor. Netz Burgenland geht auf Basis von Gesprächen mit Windparkbetreibern und unter Berücksichtigung von Leistungserhöhungen im Zuge von Repoweringmaßnahmen von einem realistischen Potential von bis zu rd. 1.600 MW Windkraftgesamtleistung aus.



Zur Aufnahme der künftig erzeugten Windenergie sind umfangreiche Erweiterungen bzw. Verstärkungen bei Burgenland-Netz erforderlich. Da in Schwachlastzeiten der überwiegende Teil der Leistung in das übergeordnete 380-kV-Netz der APG eingespeist wird, sind die Errichtung und der Betrieb eines zusätzlichen Umspanners im UW Zurndorf erforderlich.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Ausschwenkung der 220-kV-Leitung Ri. Staatsgrenze/Győr im Bereich des Umspannwerkes zur Baufeldfreimachung
- Errichtung eines vierten 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA
- Einbindung in die bestehenden 380- und 110-kV-Schaltanlagen

Da diese Erweiterung bei den ursprünglichen Planungen mit drei Umspannern nicht vorgesehen war, sind Umbau- und Adaptierungsmaßnahmen nötig (inkl. Sekundärtechnik und Eigenbedarfsversorgung).

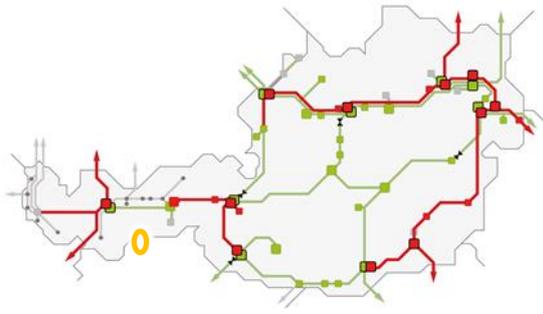
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie und PV aus dem Verteilernetz der Netz Burgenland in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energieträgern.

Weitere Projektinformationen

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation der Netz Burgenland
- Darüber hinaus werden weitere Planungsüberlegungen für ein Langfrist-Konzept ange stellt, um die Netzeinbindung der Windenergie im (Nord-)Burgenland und die 110-kV-Verteilernetzabstützung sicherzustellen (z.B. Repowering Windkraft; Zusammenhang mit der 220-kV-Ebene und dem 220/110-kV-UW Neusiedl)

4.5.17 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vize/IT) TINETZ

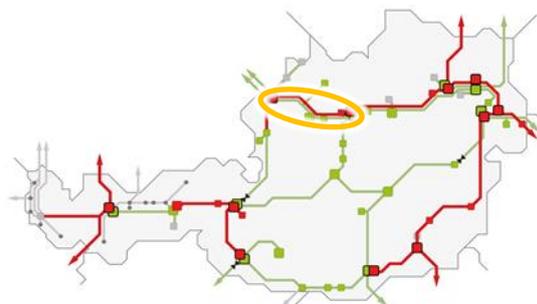
Projektnummer: 14-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2019
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die TINETZ-Tiroler Netze GmbH beabsichtigt gemeinsam mit TERNA die Errichtung einer 110-kV-Verbindungsleitung zwischen dem UW Steinach in Österreich und dem geplanten UW Brenner in Italien. Es ist geplant, die aus historischen Gründen dzt. teilweise unterbrochene Leitungsverbindung wieder zu aktivieren. In erster Linie kann mit der geplanten Verbindungsleitung die Versorgungssituation im Wipptal und den entsprechenden Seitentälern wesentlich verbessert werden. Weiters wird ein Beitrag zur Steigerung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien geleistet.</p> 		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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-, Zählwerterfassung und Übertragung, etc.) für die Integration der Kuppelleitung in den Netzregler und in die Regelzone APG vor.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wesentliche Verbesserung der Versorgungssituation im Verteilernetz Wipptal und den entsprechenden Seitentälern • Erhöhung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien 		
<p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einreichung der Unterlagen für die Behördenverfahren für die österreichischen Anlagen seitens TINETZ erfolgt 		

4.5.18 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung

Projektnummer: 14-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2020/2021

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die bestehende 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernsthofen (Systeme 203/204) wurde bereits im Jahr 1941 in Betrieb genommen. Altersbedingt sind umfangreiche Sanierungsmaßnahmen erforderlich.



Die 220-kV-Leitung hat durch die Einspeisung des Donaukraftwerkes Aschach, hohe Bezüge der Verteilernetze von Netz OÖ und Linz Strom Netz sowie als Teil des österreichischen Ost-West-Übertragungsnetzes eine hohe netzbetriebliche Bedeutung. Die geplanten bzw. absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen wie insbesondere der Ausbau der EE (z.B. in Deutschland sowie die Windkraft im Osten Österreichs) und deren Interaktion mit den Pumpspeicherkraftwerken und Lastzentren sowie die Marktkopplung mit Deutschland führen zu steigenden Auslastungen der 220-kV-Leitung.

Projektbeschreibung und technische Daten

Auf Basis unterschiedlicher Szenarien wurden verschiedene Varianten für die 76 Jahre alte Leitung untersucht und gegenübergestellt. Da wesentliche Abschnitte den heutigen statischen Auslegungen von Leitungsmasten nicht entsprechen, erfolgen eine Generalerneuerung und die Auflage einer modernen Beseilung auf der 111 km langen Bestandstrasse.

Für die rd. vierjährige Bauzeit ist neben der Einspeisemöglichkeit des Donaukraftwerkes Aschach insbesondere die Anspeisung von Netz OÖ im 220/110-kV-Umspannwerke Hausruck/Lambach sowie im 220-kV/Mspgs-UW Sattledt sicherzustellen. Dazu wird eine provisorische Anspeisung für das UW Hausruck aus der parallel verlaufenden 380-kV-Leitung St. Peter – Kronstorf errichtet. Um den Blindleistungsbedarf und adäquate Spannungsverhältnisse gewährleisten zu können, wurde bereits eine 220-kV-Kondensatorbatterie mit 100 MVar im UW Hausruck errichtet.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit der Generalerneuerung der 220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen kann die Versorgungssicherheit und (n-1)-Sicherheit sowie zukünftig eine leistungsfähige Anbindung der Verteilernetze in Oberösterreich gewährleistet werden. Das Projekt stellt einen wesentlichen Beitrag für die Entwicklung des österreichischen Übertragungsnetzes dar und geht einher mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Interaktion Windkraft mit Pumpspeicher und Lastzentren, Energieaustausch mit Deutschland etc.).

Weitere Projektinformationen

- StWG-Genehmigungsbescheid liegt vor

4.5.19 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung

Projektnummer: 14-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2024/25

Auslöser und technische Notwendigkeit

Der Netzknoten Westtirol ist der wesentliche Knoten des APG-Übertragungsnetzes in West-Österreich. Es bestehen Leitungsverbindungen zum Übertragungsnetz von VÜN, zur TINETZ und internationale Verbindungen nach Deutschland und in die Schweiz. 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 bildet. Die laufenden und zukünftigen Entwicklungen im Rahmen der Energiewende zeigen auch hier Auswirkungen. Bei hohen Leistungstransporten in Ost-West-Richtung muss zeitweise die schwächere parallele 220-kV-Leitung von TINETZ geöffnet werden, um Überlastungen zu vermeiden, wodurch die Belastung der 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller der APG steigt und hier (n-1)-Verletzungen auftreten.

Projektbeschreibung und technische Daten

Es werden leitungsbautechnische Varianten für eine Leitungsverstärkung auf der Bestandsstrasse evaluiert und geprüft (380-kV-Upgrade).

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

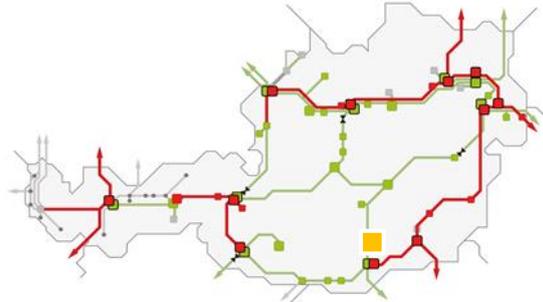
Durch die Steigerung der Leistungsfähigkeit werden wichtige Voraussetzungen geschaffen, um die Netzintegration der Erneuerbaren und die Umsetzung des europäischen Strommarktes voranzutreiben. Eine leistungsfähige Inntal-Achse bildet mit dem 380-kV-Ring und dessen Anbindungen an die Übertragungsnetze der Partner das APG-Zielnetz im Masterplan 2030 und die Grundlage der zukünftigen Versorgungssicherheit.

Weitere Projektinformationen

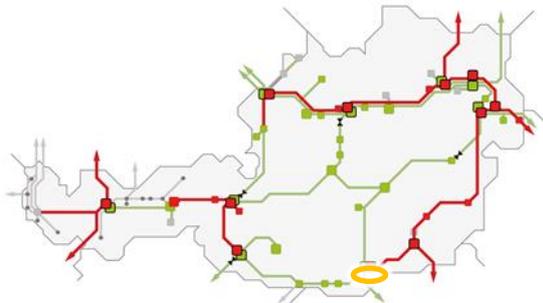
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 6), PCI-Projekt 2.1
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 47 Investment 219)

4.5.20 UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe

Projektnummer: 14-4	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2020
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Herstellung eines Netzanschlusses im 110-kV-Umspannwerk St. Andrä der APG für die Netzanbindung eines Windparks mit einer Leistung von 19,8 MW auf der Koralpe.</p> <p>Projektbeschreibung u. techn. Daten</p> <p>Das Kundenprojekt umfasst die Errichtung eines Windparks mit 8 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 19,8 MW.</p> <p>Die Windkraftleistung soll über ein rund 19 km langes Mittelspannungskabel im UW St. Andrä in das Netz der APG eingespeist werden. Eingebunden wird der Windpark über einen neuen Umspanner von Mspg auf 110-kV. Dafür ist die Erneuerung/Adaptierung eines 110-kV-Schaltfeldes durch APG vorgesehen.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie in das Übertragungsnetz der APG im Lavanttal und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags zur Netzintegration von EE. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch Dr. Gutmund Schütte Forst- und Gutsverwaltung liegt vor • Die Genehmigungen für den Windpark wurden im Februar 2014 bei der Kärntner Landesregierung beantragt 		



4.5.21 110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung

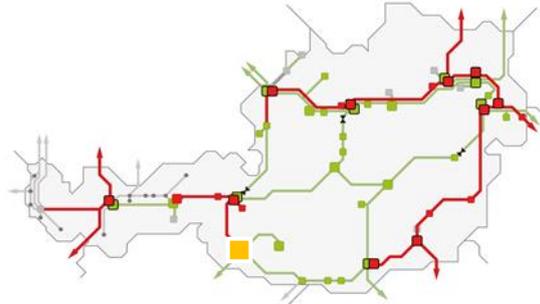
Projektnummer: 14-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2021
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im Lavanttal wurden Windkraftwerksprojekte mit einem Gesamtumfang von rd. 80 MW zur Genehmigung bei der Kärntner Landesregierung eingereicht. Das Gesamtausbau-potential wird langfristig auf bis zu 150 MW geschätzt.</p> <p>Die zusätzliche Einspeisung aus Windkraft in dieser Region muss – da diese in Kombi-nation mit den bestehenden Kraftwerken der Region den regionalen Verbrauch deutlich übersteigt – in das Übertragungsnetz der APG eingespeist werden.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Durch die zusätzliche Einspeisung kommt es in diesem Netzbereich gemäß den durchge-führten Netzanalysen und Planungsrechnungen auf der 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck zu markanten (n-1)-Verletzungen bzw. zu Überschreitungen der Stromgrenzen. Nach den durchgeführten leitungsbautechnischen Untersuchungen wäre eine Umbeseilung auf TAL-Beseilung vorgesehen.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie in das Übertragungsnetz der APG und so-mit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netzintegration von EE. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch mehrere Projektwerber bzw. KNG • Planungsgespräche mit KNG und den Projektwerbern 		

4.5.22 UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 15-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2020

Auslöser und technische Notwendigkeit

Das 380/220-kV-UW Lienz stellt mit seinen Leitungsverbindungen Richtung Salzburg, West-Österreich und Obersielach sowie nach Italien einen wichtigen Netzknoten dar. Mit der 220-kV-Leitung nach Malta Hauptstufe sind die Pumpspeicherkraftwerke West-Kärntens an das Übertragungsnetz der APG in Lienz angebunden.



Zufolge von Ausbauten im APG-Netz (z.B. durch Kraftwerke, EE-Anlagen, Inbetriebnahme des PSP-KW Reißeck II) steigen im südlichen Netzbereich die Leistungsflüsse. Es kommt zu stärkeren Interaktionen mit andern Regionen (z.B. Windkraft im Osten Österreichs mit den Pumpspeicherkraftwerken in West-Kärnten und -Österreich sowie den Lastzentren). Für eine leistungsfähige Verbindung und Steigerung der (n-1)-Sicherheit innerhalb Österreichs wird im UW Lienz ein dritter 380/220-kV-Umspanner geplant. Dieser ermöglicht in Kombination mit dem dritten 380/220-kV-Umspanner in Obersielach (vgl. Projekt NEP 13-1) eine leistungsfähige und (n-1)-sichere Ost-West-Verbindung im südlichen Netzbereich der APG. Dies ist insbesondere bei instandhaltungsbedingten Abschaltungen oder bei Ausfall eines der 380/220-kV-Transformatoren von Bedeutung.

Projektbeschreibung und technische Daten

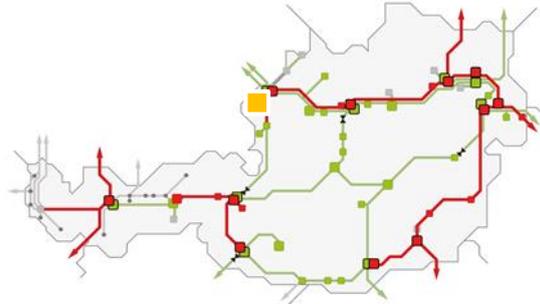
- Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners mit 550 MVA
- Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Erhöhung der Ost-West-Übertragungskapazität, Erhöhung der Versorgungssicherheit im südlichen Bereich des APG-Netzes
- Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Reserve, auch bei Abschaltungen für Instandhaltungsarbeiten
- Netzintegration der Windkraftanlagen und Pumpspeicherkraftwerke

4.5.23 UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG

Projektnummer: 15-4	Netzebene: 3, 4	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110/20 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2017
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im UW Ranshofen sind derzeit drei 110/20-kV-Umspanner mit einer Leistung von je 40 MVA zur Versorgung der Austria Metall AG (AMAG) in Betrieb.</p> <p>Durch Erweiterungen des Betriebsstandortes der AMAG in Ranshofen kam es bereits in der Vergangenheit zu hohen Auslastungen der bestehenden Transformatoren. Durch Werkserweiterungen und zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit der AMAG wird die Errichtung eines vierten Umspanners geplant.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines vierten 110/20-kV-Umspanners im UW Ranshofen durch AMAG • Einbindung in die bestehende 110-kV-Schaltanlage durch APG <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • (n-1)-sichere Anspeisung der Austria Metall AG. <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Antrag auf Netzzutritt von AMAG 		

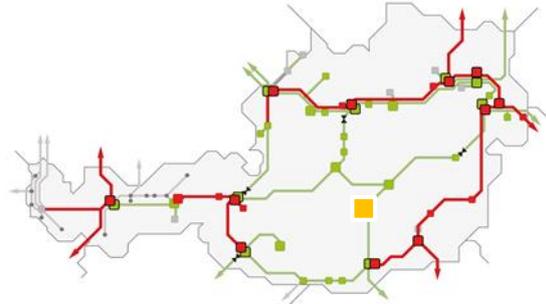


4.5.24 UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner Energienetze Steiermark

Projektnummer: 15-5	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2017

Auslöser und technische Notwendigkeit

Der 220/110-kV-Umspanner RHU4 im UW Hessenberg weist bereits ein Alter von fast 50 Jahren auf und ist somit am Ende der Lebensdauer. Im Rahmen des altersbedingt nötigen Ersatzneubaus der gesamten 110-kV-Schaltanlage in Hessenberg durch Energienetze Steiermark (EN) wird der RHU4 bis 2017 außer Betrieb genommen.



Als Ersatz für diesen Transformator ist gemäß dem 110-kV-Betriebskonzept inkl. der Möglichkeit zur Bildung/Schaltung von 110-kV-Teilnetzen in der Steiermark zwischen EN und APG abgestimmt, dass anstatt der Erneuerung des RHU4 in Hessenberg ein zweiter 220/110-kV-Umspanner im UW Zeltweg errichtet werden soll. Hierdurch ergeben sich Vorteile in der Betriebsführung des 110-kV-Netzes von EN und eine Erhöhung der Versorgungssicherheit für die steirischen Netzkunden. Der zweite Umspanner wurde bereits bei den Planungen für das UW Zeltweg als Endausbau berücksichtigt.

Projektbeschreibung und technische Daten

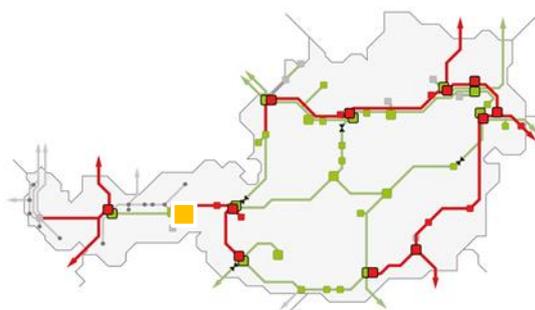
- Errichtung eines zweiten 220/110-kV-Umspanners im UW Zeltweg mit 220 MVA
- Einbindung in die bestehende 220-kV-Schaltanlage und Ausbau der 220-kV-Kupplung durch APG
- Einbindung in die 110-kV-Schaltanlage durch EN

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

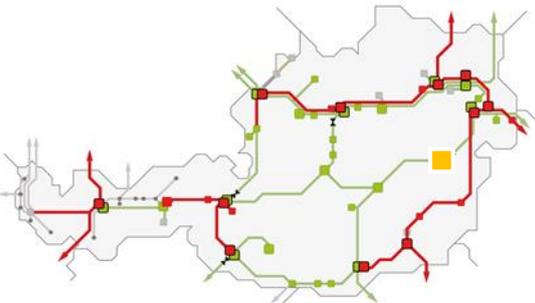
- Möglichkeiten zu 110-kV-Teilnetzbildungen für EN
- Höhere betriebliche Flexibilität im 110-kV-Netzbetrieb
- Erhöhung der Versorgungs- und Betriebssicherheit

4.5.25 UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner und Neuerrichtung 110/25(30)-kV UW Funsingau TINETZ

Projektnummer: 16-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2017/2019
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Aufgrund von umfangreichen Leistungssteigerungen in Kundenanlagen und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit plant Tiroler Netze GmbH (TINETZ) die Errichtung eines 110/25(30)-kV-Umspannerwerkes im Gerlostal („UW Funsingau“).</p> <p>Weiters plant TINETZ im 110-kV-UW Zell-Ziller die Errichtung eines zweiten 110/25(30)-kV-Umspanners. Hintergrund hierfür sind einerseits Redundanzanfordernisse für den bestehenden UM1 bzw. umfangreiche Leistungssteigerungen im Zillertal inkl. der Seitentäler vor allem durch den Wintertourismus.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neuerrichtung 110/25(30)-kV-UW Funsingau im Gerlostal mit einem 20(25)MVA 110/25(30)kV-Umspanner durch TINETZ • Anbindung an die 110-kV-Schaltanlage des KW Funsingau über das Abspannportal der 110-kV-Leitung Zell-Ziller – Funsingau (110-kV-Dreibein) • Errichtung eines zweiten 20(25)MVA-Umspanners im UW Zell-Ziller durch TINETZ und Anbindung an die gemeinsame 110-kV-GIS-Schaltanlage <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Versorgungssicherheit im Zillertal und im Gerlostal • Deckung der Leistungssteigerungen im Verteilernetz der TINETZ • IBN der 110/25-kV-Abstützung Funsingau ist Voraussetzung für die Erneuerung der 25-kV-Anlage in Gerlos/Zell-Ziller von TINETZ (inkl. Errichtung UM2) <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation durch TINETZ - Tiroler Netze GmbH • UW Funsingau – Errichtung von TINETZ gestartet • 110-kV-UW Zell-Ziller: Start Behördenverfahren im Juli 2017 erfolgt 		



4.5.26 UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner

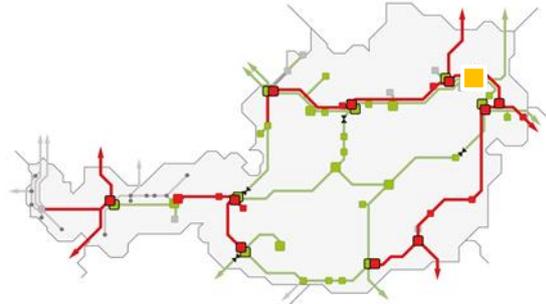
Projektnummer: 16-2	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2019
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Derzeit sind im UW Ternitz drei 220/110-kV-Umspanner in Betrieb. Im Normalbetriebszustand werden aufgrund der Netztrennung je zwei Transformatoren ins Netz von Netz Niederösterreich (NNÖ) und ein Transformator zu Energienetze Steiermark (EN) geschaltet. Sind nur zwei Transformatoren verfügbar (Abschaltung, Revision, Ausfall, eines Umspanners), werden aufgrund bestehender vertraglicher Regelungen die verbleibenden zwei Trafos zu NNÖ geschaltet, wodurch EN in diesen Situationen keine Netzabstützung in Ternitz zur Verfügung hat (nächste Verbindung zum APG-Übertragungsnetz ist damit das ca. 100 km entfernte UW Hessenberg; dadurch unzureichende Anspeisung des Mürztales inkl. der dortigen Industrie).</p> 		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines 4. 220/110-kV-Umspanners (RHU4) und Einbindung in die 220-kV- und 110-kV-Anlage der APG 		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flexibilität in der Betriebsführung und für Schaltungen sowie der Zuordnung der Transformatoren zu den 110-kV-Teilnetzen • Erhöhung der Versorgungssicherheit durch (n-1)-sichere Anspeisung des Verteilernetzes von EN bei Nicht-Verfügbarkeit eines Transformators in Ternitz • Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netz von EN, Reduktion von Netzurückwirkungen der Industriebetriebe • Reservefunktion des RHU4 		
<p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gemeinsame Abwicklung mit der Generalerneuerung der 110-kV-Anlage 		

4.5.27 UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner

Projektnummer: 16-3	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2020

Auslöser und technische Notwendigkeit

Das UW Bisamberg stellt eine der beiden Hauptanspeisungen für den Großraum Wien dar und es wurden in den vergangenen Jahren umfangreiche Erneuerungen und Ausbauten umgesetzt. Insbesondere kam es zu einer Verlagerung der 110-kV-Teilnetzanbindungen von Netz NÖ auf die 380-kV-Ebene, hierfür wurden mittlerweile vier 380/110-kV-Transformatoren errichtet (vgl. auch NEP-Projekte 12-6 und 13-3). Die Teilnetze von Wiener Netze werden aus der 220-kV-Ebene über die 110-kV-Anlage der APG angespeist.



Die 110-kV-Anlage der APG im UW Bisamberg wird aufgrund des Anlagenalters sowie der gestiegenen Anforderungen in den nächsten Jahren generalerneuert. Durch eine Optimierung des Anlagenlayouts kommt es zu einer geänderten Leitungseinbindung des Leitungszuges von Bisamberg über Korneuburg nach Wien West (Abstützung ÖBB und zeitweise Wiener Netze). Die sich so erhöhende Übertragungsleistung auf den 220/110-kV-Transformatoren im Bisamberg erfordert einen vierten Umspanner, um auch zukünftig die sichere Anspeisung des Großraums Wien zu gewährleisten.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines 4. 220/110-kV-Umspanners und Einbindung in die 220-kV- und 110-kV-Anlage der APG
- Einsatz des RHU6 (220/110 kV; 300 MVA) aus dem UW Kaprun

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Flexibilität in der Betriebsführung und für Schaltungen sowie der Zuordnung der Transformatoren zu den 110-kV-Teilnetzen
- Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit durch (n-1)-sichere Anspeisung der Teilnetze bei Nicht-Verfügbarkeit eines Transformators in Bisamberg
- Erhöhung der Anspeisekapazität aus der 220-kV-Ebene, da die Abstützung für ÖBB Auhof zukünftig aus der 220-kV-Ebene anstatt wie bisher aus der 380-kV-Ebene erfolgen soll (durch Anlagenoptimierung im Rahmen der Generalerneuerung der 110-kV-Anlage)

Weitere Projektinformationen

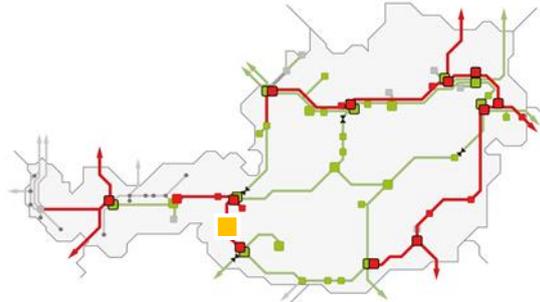
- Gemeinsame Abwicklung mit der Generalerneuerung der 110-kV-Anlage

4.5.28 UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ

Projektnummer: 16-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2020/2021

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 dzt. vier Umspannwerke, davon zwei mit dem sensiblen Kunden Transalpine Ölleitung, angeschlossen. 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 (rd. 5-10 %/a bzw. 5-10 MVA/a) soll zur



Erhöhung der Versorgungs- und (n-1)-Sicherheit eine zusätzliche Netzabstützung aus der direkt 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 bereits bestehenden 380/220/110-kV-Knoten Lienz der Bezirk Osttirol von diesem neuen 380/110-kV-UW versorgt bzw. im Sommer die Rücklieferung der in Osttirol aus zahlreichen (Klein-)Wasserkraftwerken erzeugten Energie bewerkstelligt werden. Derzeit beträgt der maximale Bezug aus dem 220-kV-Netz ca. 50–60 MVA bzw. die maximale Rücklieferung ca. 120-130 MVA. Die Leistung der geplanten bzw. bereits in Umsetzung befindlichen (Klein-)Wasserkraftanlagen im Iseltal beträgt dzt. ca. 70 bis 100 MVA. Darüber hinaus ist aufgrund von Anfragen bzw. veröffentlichten Untersuchungen von einem weiteren Potential für Kleinwasserkraftanlagen im Iseltal in der Größenordnung von einigen 10 MVA auszugehen.

Projektbeschreibung und technische Daten

Das Projekt umfasst die Errichtung eines 380/110-kV-Umspannwerkes in Osttirol, im Gemeindegebiet von Matri, die Einbindung des neuen UW als einsystemige Einschleifung in die vorbeiführende 380-kV-Leitung Lienz – Tauern der APG und Einbindung der 110-kV-Leitung Iseltal der TINETZ. Geplante Umspannerleistung 200 MVA.

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

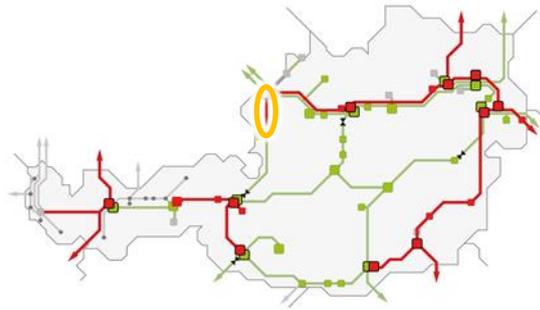
- Integration von erneuerbaren Energieträgern in das Verteilernetz (z.B. Kleinwasserkraftwerke)

Weitere Projektinformationen

- Dieses Projekt ersetzt das Projekt „UW-Landschütz NEP 11-25“ und wurde im Rahmen des NEP 2016 genehmigt.
- Die netztechnische Funktionalität ist weitgehend ident mit dem seinerzeitigen UW Landschütz. Das Projekt soll nunmehr an einem neuen Standort (ca. 8 km entfernt) im Gemeindegebiet von Matriei realisiert werden.
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation durch TINETZ - Tiroler Netze GmbH

4.5.29 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
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>Die technische Notwendigkeit des Projektes besteht darin, den österreichischen 380-kV-Höchstspannungsring im nördlichen Bereich zu schließen sowie den Großraum um die Landeshauptstadt Salzburg und den Flachgau netztechnisch leistungsfähig anzubinden. Die Salzburgleitung wird im Erstausbau mit 220 kV betrieben und im Endausbau auf 380-kV-Betrieb umgestellt (vgl. Projekt 11-10).</p> <p>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.</p> <p>Der Baubeginn fand im August 2009 statt, die Inbetriebnahme des 220-kV-Betriebes wurde den Behörden Ende Jänner 2011 angezeigt.</p> <p>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 im Rahmen des gegenständlichen Projektes umgesetzt werden müssen.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Nachstehend dargestellte Ergänzungen sind ein Teil des Gesamtprojektes 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg und die damit verbundenen Investitionen ein Teil der Gesamtinvestition. Die durchzuführenden Maßnahmen waren entweder von Beginn an geplant oder wurden durch Behördenauflagen zur Vervollständigung des Projektes gefordert.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kontrolle der Wiederbewaldungs- und Ersatzaufforstungsflächen bis zur Sicherung der Kulturen (Beauftragung einer forstökologischen Bauaufsicht), welche voraussichtlich bis 2017 erreicht werden 		



- Bescheidgemäße 5-Jahres Nachkontrolle der Rekultivierungen, Kontrolle der Befestigungsart der Zufahrtswege und der Bodenverdichtungen (Gutachten inkl. Probenahme und Laboruntersuchungen) durch eine bodenkundliche Bauaufsicht im Sommer 2016
- 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.

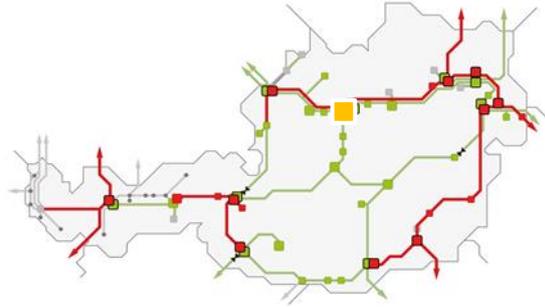
Weitere Projektinformationen

- Projekt ist rechtskräftig genehmigt und der Teilabnahmebescheid liegt vor
- Der erste Abschnitt des Projektes 380-kV-Salzburgleitung wurde im Rahmen der Langfristplanung 2008 vom BMWFJ inklusive der hier angeführten Maßnahmen genehmigt

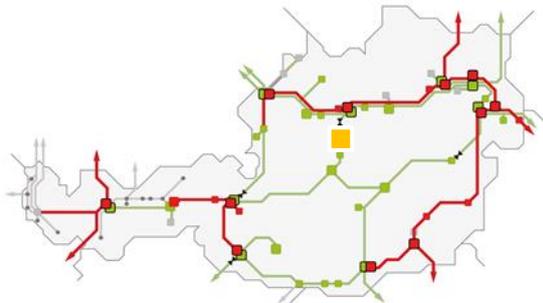
4.6 Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 17)

4.6.1 UW Ernsthofen und Ybbsfeld: 110-kV-Netzabstützung Netz NÖ

Projektnummer: 17-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitungen	Gepl. IBN: 2018/2019
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Derzeit ist der Raum Waidhofen a.d. Ybbs, Amstetten und Haag über die beiden APG-Stützpunkte Ernsthofen und Ybbsfeld an das Übertragungsnetz angebunden. Die Laststeigerung in diesem Bereich ist aufgrund der hohen Dichte an Industriebetrieben und Neuansiedelungen überdurchschnittlich.</p> <p>Die Netzberechnungen von Netz NÖ zeigen, dass es zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im 110-kV-Netz notwendig ist, eine zusätzliche Leitungsanbindung an Ernsthofen zu errichten (Richtung UW Gerstl). Weiters ist eine Errichtung einer 110/20-kV-Schaltanlage im UW Ybbsfeld durch Netz NÖ erforderlich.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>UW Ernsthofen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines zusätzlichen 110-kV-Schaltfeldes im Rahmen des Ersatzneubaus der 110-kV-Anlage durch APG • Einbindung einer neu zu errichtenden 110-kV-Leitung durch Netz NÖ <p>UW Ybbsfeld</p> <ul style="list-style-type: none"> • Umbau der Stichtanbindungen auf zwei 220/110-kV-Umspannerabzweige und Errichtung einer 110/20-kV-Schaltanlage durch Netz NÖ <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhalt der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz zufolge allgemeiner Laststeigerung • 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 ES-Löschgrenzen <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Maßnahmen im UW Ernsthofen werden im Rahmen des Ersatzneubaus der 110-kV-Anlage mit umgesetzt 		



4.6.2 UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ

Projektnummer: 17-2	Netzebene: 1,4	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/30 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2021
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Aufgrund der Ansiedelung leistungsintensiver Netzkunden sowie einer Steigerung der Last im Bereich Klaus, Steyrling und Molln besteht für das 30-kV-Verteilernetz der Netz OÖ Bedarf für eine zusätzliche Abstützung bzw. für eine Ertüchtigung der bestehenden Abstützung UW Klaus.</p> 		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Ertüchtigung der 220/30-kV-Netzabstützung von APG und Netz OÖ im UW Klaus:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Auflösung der 220-kV-Stichanbindung durch eine neue einsystemige 220-kV-Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen – Weissenbach sowie Errichtung einer 220-kV-Schaltanlage durch APG ▪ Errichtung zweier 220/30-kV-Umspanner (2 x 40 MVA) 		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Durch die Errichtung der Abstützung können die lokalen Versorgungsaufgaben von Netz OÖ sichergestellt werden und somit die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Das Umspannwerk Klaus deckt den Bedarf der Regionen Klaus, Molln und Steyrling, sowie der Schigebiete Hinterstoder bis Windischgarsten ab. Darüber hinaus können die Ersatzversorgung des Umspannwerks Pyhrn bewerkstelligt und netzbetriebliche Verbesserungen bei 30-kV-Umschaltungen erreicht werden.</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <p>Ersetzt Projekt UW Molln: 220/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ (vgl. „Weitere Projekte in Planungsüberlegung“ des NEP 2016)</p>		

5 Informationen über zukünftige Projekte

Für die im Folgenden aufgelisteten Netzanschlussprojekte liegen die im Punkt 1.3 definierten Voraussetzungen zur Aufnahme in den Netzentwicklungsplan noch nicht vor. **Um ein vollständiges Bild des weiteren Netzausbaus zu bieten, werden diese Projekte angeführt jedoch nicht zur Genehmigung eingereicht.** Werden die Projekte weiter verfolgt, so werden sie mit Vorliegen der erforderlichen Rahmenbedingungen im jeweils aktuell zu erstellen- den Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht.

Informationen über zukünftige Projekte
Nordburgenland: Einbindung zusätzlicher Windkraft (NBS)
UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ (Anschluss Windkraft)
UW Reißbeck: 110-kV-Netzanschluss Effizienzsteigerungsanlage Reißbeck II Plus
UW Innkreis: Netzabstützung Netz OÖ
Netzanschluss PSKW Koralm (380 kV)
Netzanschluss PSKW Limberg III / Schaufelberg (380 kV)
UW Zell/Ziller: 220-kV-Netzanschluss KW Gerlos
Erweiterung KW Mayrhofen/Zillertal
UW Prutz: 380/220-kV-Umspannwerk TINETZ
Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren
Projektideen Kuppelleitung/Merchant Line Italien
380-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Veneto Region/IT)

Tabelle 5: Informationen über zukünftige Projekte

6 Risiken

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die Verstärkung der Netzkapazitäten sind wesentliche Voraussetzungen, um die Aufgaben des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers erfüllen zu können.

Verschiedene Faktoren stellen ein Risiko für die Umsetzbarkeit der Projekte dar bzw. haben Einflüsse auf die Realisierungsdauer und Kosten. Vor allem jene Projekte, deren Start gegen Ende des zehnjährigen Planungszeitraumes angesetzt ist, sind mit Unsicherheiten behaftet. Langfristige Leitungsprojekte (typischerweise UVP-Projekte) lassen am Planungsbeginn nur unzureichend erahnen, welche Verzögerungen und Veränderungen sich im Rahmen des Vorprojektes ergeben können. Nachstehend werden potentielle Unsicherheitsfaktoren (Risikofaktoren) für die im Netzentwicklungsplan angeführten Projekte angeführt.

6.1 Rechtliche Risiken

- **Projekt wird nicht genehmigt**

Wird ein Projekt nicht genehmigt bzw. nach Errichtung und Inbetriebnahme die dauerhafte Betriebsbewilligung nicht erteilt, sind die bis zum Zeitpunkt des Projektabbruches angefallenen Kosten eines eingereichten Projektes zu aktivieren und sofort abzuschreiben. Dadurch ergibt sich in der Gewinn- und Verlustrechnung ein hoher Aufwand, der in weiterer Folge zu höheren Netzkosten führt. Die Kosten zur Erlangung eines Genehmigungsbescheides machen – insbesondere bei UVP-Verfahren – einen hohen Anteil der Gesamtprojektkosten aus (bei der Steiermarktleitung z.B. rd. 20% der Gesamtkosten).

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 unter gewissen Bedingungen trotz anhängiger Höchstgerichtsverfahren mit der Projektrealisierung begonnen werden, wenn den Beschwerden keine aufschiebende Wirkung zuerkannt wird. Wird jedoch der Bescheid während bzw. nach der Projektrealisierung aufgehoben, muss das Projekt abgebrochen und im ungünstigsten Fall die bereits errichteten Anlagen demontiert werden. Dabei sind (im worst case) bis zu 100% der 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). Neben einer verzögerten Projektumsetzung haben die langen Genehmigungsverfahren zusätzlich auch erhöhte Kosten zur Folge.

- **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.

- **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 sowie Behördenauflagen dar.

- **Veränderung übergeordneter rechtlicher Rahmenbedingungen**

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 nach sich ziehen.

6.2 Risiken im Zuge der Projektumsetzung

- **Entwicklung der Rohstoffpreise**

Einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor stellt die Entwicklung der Rohstoffpreise dar. Insbesondere wirkt sich eine Veränderung der Stahl-, Aluminium- und Kupferpreise auf die Netzausbaukosten aus. Zur Veranschaulichung der Rohstoffpreisvolatilität ist die Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise im Zeitraum 2013 bis 2017 in Abbildung 6.1 dargestellt.

- **Planungsänderungen bei Projektpartnern**

Auslöser für Netzanschluss- bzw. Netzkoooperationsprojekte liegen in den lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen der Marktteilnehmer (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanlüsse von Kraftwerken, etc.). Daher hängt die Umsetzung in erster Linie von den Planungen der Marktteilnehmer ab, womit sich Änderungen der Projektpartner direkt auf die Umsetzung der Projekte auswirken.

- **Lieferantenrisiko**

Die Auslastung von Liefer- und Montagefirmen zum Bestellzeitpunkt stellt eine schwer abschätzbare Komponente dar. Die steigende Investitionstätigkeit von Netzbetreibern (national und international) führt zu Kapazitätsengpässen, die folglich Steigerungen der Montagepreise verursachen. Neben reinen Preiserhöhungen entstehen durch Produktionsengpässe auch Verlängerungen der Lieferzeiten, die wiederum Folgekosten verursachen. Die Erfahrungen aus aktuellen Projekten und Marktbeobachtungen bestätigen die Gefahr von auslastungsbedingten Preissteigerungen. Zusätzlich besteht auch das Risiko, dass die Lieferungen/Leistungen oder Lieferanten gänzlich ausfallen (Bsp. Insolvenz Alpine).

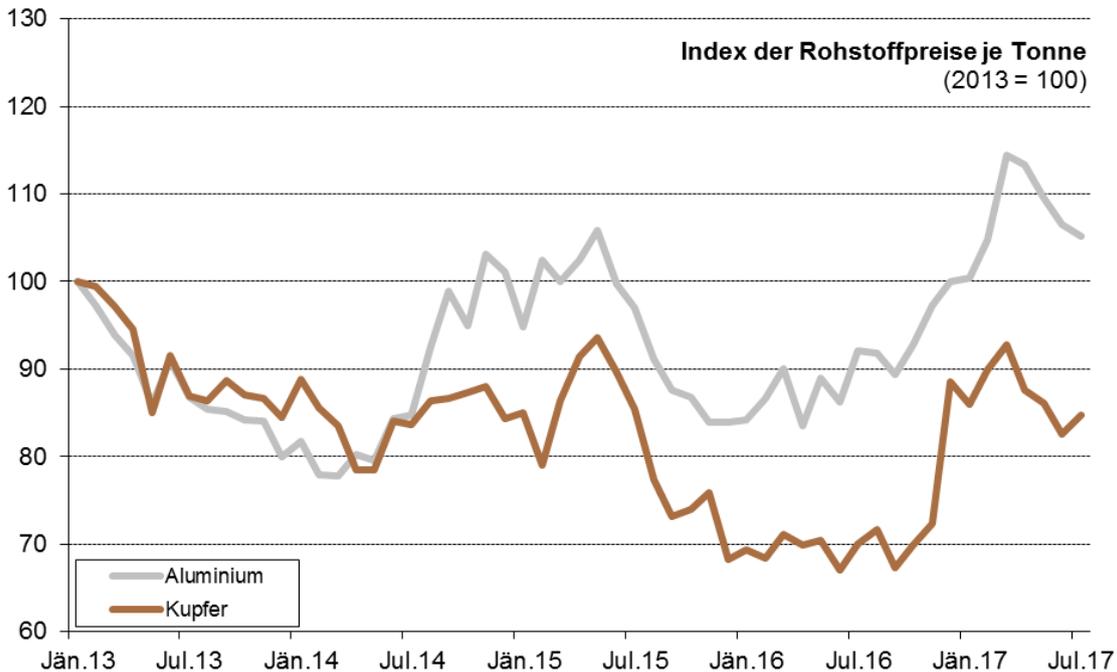


Abbildung 6.1: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2013 bis 2017 (Quelle: www.finanzen.net)

- **Baugrundrisiko**

Vor Baubeginn werden Stichproben des Bodens genommen, um die Beschaffenheit des Untergrundes zu evaluieren. Trotz der Entnahme der Stichproben an verschiedensten Stellen besteht das Risiko, dass mehr Untergrund als geplant verbessert oder ausgetauscht werden muss, wodurch Mehrkosten und Terminverschiebungen entstehen. Zusätzliche Risiken liegen aufgrund der extremen Transportgewichte bei Transformator-Transporten vor, auch hier können Mehraufwendungen entstehen.

- **Abschaltungen**

Die Stromversorgung Österreichs muss trotz Arbeiten an den Anlagen (Instandhaltung, Verstärkungen, Ausbauten) immer gewährleistet sein. Aus diesem Grund bedarf es einer umfangreichen Abstimmung der Abschaltungen von Leitungen bzw. in den Schaltanlagen im APG-Netz und mit den Netzpartnern. Können geplante Abschaltungen nicht durchgeführt werden, kann dies zu Projektverzögerungen und Kostensteigerungen führen (z.B. durch Errichtung von Provisorien oder nötigem Engpassmanagement).

6.3 Gesellschaftliche Akzeptanz

Eine der größten Herausforderungen für den Netzausbau ist die Schaffung der regionalen und gesellschaftlichen Akzeptanz. Gerade Leitungsprojekte von überregionalem Interesse werden häufig regional hinsichtlich ihrer Notwendigkeit hinterfragt. Im Rahmen der 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 höheren Projektkosten.

Umfassende Information von und Diskussion mit Anrainern, Grundeigentümern und Betroffenen sind unbedingt notwendig, um die Akzeptanz zu fördern – dazu gehören allgemeine Informationen zu energiewirtschaftlichen Zusammenhängen ebenso wie projektspezifische Detailinformationen. Um dies durchführen zu können und zu gewährleisten müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen bei APG vorgehalten werden. ■

Anhang

A Ziele des Nachhaltigen Trassenmanagements

Der voranschreitende Verlust an heimischen Tier- und Pflanzenarten und der für sie unabdingbaren Lebensräume macht es notwendig, alle in Frage kommenden Bereiche der Landnutzung auf ihre Eignung und ihre Nutzbarkeit zu durchleuchten. Die Instandhaltung von Freileitungstrassen bietet diesbezüglich zahlreiche Entwicklungschancen.

Strategisches Ziel des NTMs ist es, aufbauend auf den Unternehmenszielen der APG, ökologische Leitbilder für das Leitungsnetz zur Verfügung zu stellen und diese weiter zu entwickeln. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Potentiale gerichtet, die ein nachhaltiges Trassenmanagement für den Naturschutz und seine Ziele entfalten können. Die Anstrengungen des Natur- und Umweltschutzes, einen vorsorgenden Umgang mit der Natur auch außerhalb der ausgewiesenen Schutzgebiete zu verankern, sollen unterstützt werden. Dazu wurden und werden die Aufgaben und Ziele des Natur- und Umweltschutzes bestmöglich in die lang- und mittelfristige Planung der Trasseninstandhaltung integriert und entsprechende Grundlagen geschaffen.

A.1 Trassentypen

Das Trassenmanagement hängt im Besonderen von der Charakteristik der von der Freileitung durchquerten Landschaft ab – von ihren naturräumlichen als auch kulturräumlichen Voraussetzungen. Die Einteilung der österreichischen Kulturlandschaften in Typenreihen und Typengruppen (vgl. Wrabka et al., 2000) basiert auf diesen Kriterien und bildet damit die Grundlage für die Erfassung der für das Trassenmanagement wesentlichen Landschaftsfaktoren. In Anlehnung an diese Klassifizierung wurden die Trassen der APG zu 5 Haupttypen bzw. zu 12 Trassensubtypen zusammengefasst:

- 10 – Trassen oberhalb der aktuellen Waldgrenze**
 - 11 Alpine Fels- und Eisregion
 - 12 Alpines und subalpines Naturgrünland und Extensivweideland
 - 13 Intensivweideland alpiner und subalpiner Hochlagen
- 20 – Walddominierte Trassen**
 - 21 Ausgedehnte geschlossene Waldlandschaft
 - 22 Inselförmige Waldlandschaft
- 30 – Grünlanddominierte Trassen**
 - 31 Bergland (inner- bis randalpine Waldrodungsflächen)
 - 32 Glazial geformte Becken und Talböden
 - 33 Außeralpine Hügelländer, Becken und Täler
- 40 – Ackerlanddominierte Trassen**
 - 41 Gemischte Acker-Grünlandnutzung
 - 42 Acker- und Futterbau dominierte Nutzung
 - 43 Weinbaudominierte Nutzung
 - 44 Kleinteilige Obst- und Weinbaunutzung
- 50 – Trassen im Siedlungs- und Industrielandbereich**

Auf Basis dieser Trassentypen wurde das Netz der APG in 52 Trassenabschnitte gegliedert. Jedem Abschnitt ist ein Leitbild zugrunde gelegt, welches auf die ökologischen Besonderhei-

ten hinweist und welche Potentiale im Rahmen des NTM gefördert werden können, um die Leitziele zu erreichen.

A.1.1 Leitziel 1 – Schutz und Förderung der Biodiversität

Die Pflege der Freileitungstrassen nimmt Bedacht auf die natur-, wie auch kulturräumliche Situation der Region und orientiert sich mit ihren Maßnahmen am natürlichen Potenzial des Standortes und seiner Umgebung. Analog den drei Aspekten der Biodiversität werden folgende Leitziele für die Trasseninstandhaltung als Handlungsmaxime formuliert:

- Leitprinzip 1: Sicherung und Verbesserung der natürlichen Vielfalt an Lebensräumen.
- Leitprinzip 2: Erhalt und Förderung der Artendiversität von Tieren und Pflanzen.
- Leitprinzip 3: Erhalt und Förderung des Biotopverbundes.

A.1.2 Leitziel 2 – Förderung der regionalen Entwicklung

In der Trassenpflege wird versucht den Einsatz regionaler Anbieter – großteils Landwirte und regionale Landschaftspfleger – unter Einhaltung der vergaberechtlichen Bedingungen zu fördern. Dies führt dazu, dass die Wertschöpfung genau in jene Region fließt, in der die Arbeiten durchgeführt werden und viele der eingesetzten Landwirte auch gleichzeitig von unseren Anlagen betroffene Grundeigentümer sind.

A.1.3 Leitziel 3 - Bewusstseinsbildung und Akzeptanz in der Bevölkerung

Durch die verschiedenen Maßnahmen zum Schutz einzelner Arten und verschiedener Biotope kommt es zu einem regen Erfahrungsaustausch mit den Eigentümern, Behörden und Interessenvertretern, wo die Erfordernisse und Herausforderungen eines Netzbetreibers erläutert werden und gemeinsame Lösungen zur Erreichung z.B. naturschutzrelevanter Ziele erarbeitet werden.

A.2 Artenschutzprojekte

Die APG als Landnutzer und verantwortungsbewusster Netzbetreiber betreibt bereits seit 1989 zahlreiche Artenschutzprojekte. Ziele dabei sind den Lebensraum der Avifauna zu verbessern und Leitungen für Vögel, wie den Sakerfalken oder den Habichtskauz, als Lebensraum nutzbar zu machen.

A.2.1 Projekt zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken

Im Jahre 2010 begann ein Kooperationsprojekt zum Schutz des Sakerfalken mit dem Partner Birdlife und dem Forschungsinstitut für Wildtierkunde (FIWI). Basierend auf den Erfahrungen aus der Vergangenheit, wo bereits gemeinsam mit dem FIWI Nisthilfen an der 380-kV-Leitung Dürnröhr – Staatsgrenze montiert wurden, war unser oberstes Credo dem Sakerfalken (geschätzter österr. Brutbestand 20-25 Paare) langfristig bzw. nachhaltig sichere Brut-

plätze im Netz der APG zu bieten. Aus diesem Grund wurden gemeinsam Nistplattformen und Nistkästen aus Aluminium entwickelt. Die Nisthilfen werden unmittelbar von Turmfalken und Baumfalken, vor allem aber auch von Sakerfalken angenommen.



Abbildung A.1 Sakerfalke mit Nachwuchs



Abbildung A.2 Montage eines Brutkastens

Falken bauen sich selbst keine Nester. Zur Reproduktion sind sie auf ausreichendes Vorliegen von Nestern anderer Großvögel angewiesen. Dort, wo es schroffe Felswände gibt brüten Falken auch auf Felsvorsprüngen. Sowohl Nester als auch Felswände sind im aktuellen Verbreitungsgebiet des Sakerfalken (*Falco cherrug*) - dem intensiv genutzten Flachland Ostösterreichs - Mangelware. Als Großfalke braucht der Sakerfalke eine besonders stabile Nestunterlage, die ersatzweise auf den massiv konstruierten Freileitungsmasten in Form künstlicher Nisthilfen angeboten werden kann. Seit Beginn des Projektes wurden 96 Nisthilfen auf Masten der APG montiert.

Seit 2011 machten bereits mehr als 50% des österreichischen Sakerfalken-Bestandes die Nisthilfen der APG zum Zentrum ihres Reviers! Es herrscht offenbar akuter Mangel an sicheren Brutplätzen für den Sakerfalken. Der Aufbau einer Sakerfalken-Population entlang der Trassen der APG braucht Zeit. Nach den ersten drei Jahren darf bereits geschlossen werden, dass die Nisthilfen einen wichtigen Teil zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken übernommen haben und die Erfolge der letzten Jahre lassen uns zuversichtlich in die Zukunft sehen.

A.2.2 Projekt zur Wiederansiedlung des Habichtskauz

Der Habichtskauz verschwand in Österreich im letzten Jahrhundert. Spätestens seit dem Jahr 1955 gilt er in unserem Land als ausgestorben. Es besteht jedoch internationales Interesse für die Wiederbesiedelung Ostösterreichs. Wiederansiedlungen im Böhmerwald (D) führten erneut zu einem (derzeit isolierten) Vorkommen im Norden Österreichs; zu Restbeständen in anderen Nachbarstaaten gab es bis vor kurzem keine Vernetzung. Der Wienerwald dient seit Beginn der Wiederansiedelung im Jahr 2009 im mitteleuropäischen Verbreitungsgebiet als populationsbiologische "Drehscheibe". Ziel ist die Gründung neuer Populationskeimzellen durch Freilassung. Das unter wissenschaftlicher Leitung der VetmedUni um-



Abbildung A.3 Habichtskauz

gesetzte Projekt umfasst etliche Methoden zur Erfolgskontrolle der Wiederansiedelung. Eine der wichtigsten ist die Bereitstellung sicherer Brutplätze in Form von Nistkästen – nach Möglichkeit auf dauerhaft von der Holzernte verschonten Bäumen bzw. Hochspannungsmasten.

Nach dem Erfolg des Nisthilfen-Projekts zugunsten des gefährdeten Sakerfalken wurden, abermals in Zusammenarbeit mit dem Forschungsinstitut für Wildtierkunde und Ökologie (VetmedUni Vienna), im Juni 2013 zwölf Alu-Nistkästen für Eulen auf Masten im Bereich Wienerwald montiert. Die Nistkästen wurden dunkelgrün beschichtet und in einer Höhe von 10-15 Metern fixiert. Kontrollieren kann man die Nisthilfen durch einen kleinen Spiegel, sodass brütende Vögel nicht gestört werden. Auch für die Experten war vorderhand unklar ob

diese artifiziellen Brutplätze von den üblicherweise in Baumhöhlen brütenden Eulen genutzt werden. Umso erfreulicher war das Ergebnis der ersten Brutsaison: im Frühjahr 2014 bezogen gleich 3 Waldkauz-Paare (der Waldkauz ist eine dem Habichtskauz ähnliche, jedoch viel häufigere Eule) die Nistkästen und zogen auf den Masten der APG ihre Jungen groß. Damit wurden auf Anhieb 25% der montierten Nisthilfen angenommen, es ist also nur eine Frage der Zeit bis auch ein Habichtskauz die Masten für sich als Lebensraum wählt.

Der umweltpädagogische Wert der Maßnahme liegt in der Illustration des strukturellen Werts der Öffnung des Waldes durch die Trassenführung. Sie schafft für den Habichtskauz einerseits nahrungsreiche Jagdflächen und die Nisthilfe auf den Masten bieten andererseits sichere Plätze für die Jungenaufzucht. Sobald die Nisthilfen auch vom hochgradig bedrohten Habichtskauz angenommen werden, wäre dies ein effektiver Schritt, dem Nachhaltigkeitsprinzip und der Biodiversitäts-Konvention des Regierungsprogramms gerecht zu werden.

Weitere Projekte der APG zur Förderung der Biodiversität sind Maßnahmen zur Lebensraumverbesserung der Großtrappe, das Nisthilfenprojekt für den Wiedehopf, eine Verbreitungsstudie über den Rotmilan und die gezielte Förderung von Trockenstandorten im Bereich der Trassen und Umspannwerke. Hier ist im Besonderen das Projekt in den Linzer Traun-Donauauen zu erwähnen, wo seit Beginn der speziellen Pflege im Jahr 2007 die Anzahl an „Rote Liste“-Arten von 22 auf 45 gestiegen ist.



Abbildung A.4 Alu-Nistkasten für Eulen