



APG

AUSTRIAN POWER GRID
STROM BEWEGT

Netzentwicklungsplan 2015

für das Übertragungsnetz der
Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum: 2016 - 2025

Planungsstand: 2. November 2015



Wien, im November 2015

© 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 2015 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	11
1.1 Allgemeines	11
1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers	12
1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber.....	12
1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans	14
1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans	16
1.6 Umfeld für den Netzausbau.....	17
1.7 Bisher genehmigte Projekte (NEP 2011 – NEP 2014).....	18
1.8 Abgeschlossene Projekte zwischen Anfang 2014 und Juni 2015	20
2 TECHNISCHES UMFELD FÜR DEN NETZAUSBAU	21
2.1 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen.....	21
2.2 Ausbau erneuerbarer Energieträger.....	21
2.3 Auftreten von Engpässen bei ungenügenden Netzkapazitäten	22
2.4 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung	22
3 DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ DER REGELZONE APG	24
3.1 APG als Teil des europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetzes.....	24
3.2 Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP)	24
3.3 Energieinfrastrukturpaket – Projects of Common Interest.....	25
3.4 APG-Masterplan	26
4 PROJEKTE IM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2015	30
4.1 Allgemeines	30
4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen	30
4.1.2 Zuteilung nach Projektart	31
4.1.3 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	31
4.2 Verschiebungen von geplanten Inbetriebnahmen durch Partner	31

4.3	Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2015.....	32
4.4	Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2014)	37
4.4.1	380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Isar/Ottenhofen)	37
4.4.2	Netzraum Weinviertel.....	40
4.4.3	UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner	42
4.4.4	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern	44
4.4.5	Zentralraum Oberösterreich	48
4.4.6	Reschenpassleitung.....	50
4.4.7	380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Veneto Region)	52
4.4.8	Netzraum Kärnten	54
4.4.9	UW Malta Hauptstufe: 220-kV-Einbindung KW Reißbeck II	55
4.4.10	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ	57
4.4.11	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG	58
4.4.12	UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Energiespeicher Bernegger	59
4.4.13	UW Landschützt: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ	61
4.4.14	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun – NK Tauern.....	63
4.4.15	UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung EN Steiermark	65
4.4.16	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN.....	67
4.4.17	UW Kainachtal: Vierter 380/110-kV-Umspanner EN Steiermark.....	69
4.4.18	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung EN Steiermark.....	71
4.4.19	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg.....	73
4.4.20	UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner.....	75
4.4.21	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV	76
4.4.22	UW Bisamberg: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ	77
4.4.23	UW Großraming: 110/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ	79
4.4.24	UW Wien Südost: Einbindung 380-kV-Leitung nach Simmering (Wiener Netze).....	80
4.4.25	UW Neusiedl/Zaya: Netzabstützung Netz NÖ	82
4.4.26	UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner NBS	84
4.4.27	Integration 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) TINETZ.....	85
4.4.28	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Ersatzneubau	86
4.4.29	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung	88
4.4.30	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe	89

4.4.31	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung	90
4.4.32	(n-1)-Optimierung Leitungen	91
4.4.33	(n-1)-Optimierung Umspannwerke inkl. Thermal Rating	93
4.4.34	Optimierungsprogramm Transformatoren.....	94
4.4.35	Verstärkung Umspannwerke – Kurzschlussfestigkeit.....	95
4.5	Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 15).....	97
4.5.1	UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner.....	97
4.5.2	UW Hessenberg: 220-kV-Blindleistungskompensation	98
4.5.3	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner	99
4.5.4	UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG.....	100
4.5.5	UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner EN Steiermark.....	101
4.5.6	Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren.....	102
5	WEITERE PROJEKTE IN PLANUNGSÜBERLEGUNG	104
6	RISIKEN	105
6.1	Rechtliche Risiken.....	105
6.2	Risiken im Zuge der Umsetzung	106
6.3	Soziale Akzeptanz.....	108

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Bisher genehmigte Projekte (NEP 2011, NEP 2012, NEP 2013 & NEP 2014)	20
Tabelle 2: Bereits in Betrieb genommene Projekte	20
Tabelle 3: Einteilung des Projektstatus	31
Tabelle 4: Projektarten	31
Tabelle 5: Übersicht der Umsetzungsprojekte Teil 1	33
Tabelle 6: Übersicht der Umsetzungsprojekte Teil 2	34
Tabelle 7: Weitere Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in Planungsüberlegung	104

Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze	15
Abbildung 2: Überblick über die europaweiten Projekte	25
Abbildung 3: Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030	28
Abbildung 4: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Umspannwerksprojekte) ...	35
Abbildung 5: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Leitungsprojekte)	35
Abbildung 6: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP	36
Abbildung 7: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2011 bis 2015	107

Kurzfassung

Energiewirtschaftliche Entwicklung

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 und nationalstaatliche Umsetzungspakete, der Atomausstieg in mehreren europäischen Ländern) kollidieren dabei mit den vorliegenden elektrizitätswirtschaftlichen Bedingungen (u.a. gewachsene Netzstruktur, verzögerter Netzausbau, bestehender Kraftwerkspark etc.). Dezentrale 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 spezifische 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 Energien am Gesamtanteil der Stromerzeugung ist ein entscheidender Beitrag zur Erreichung der Klima- und Energieziele der Europäischen Union und Österreichs. Bis 2030 sollen rund 27% des europäischen Energieverbrauchs aus nachhaltigen Erzeugungsformen gedeckt werden. Dies bedeutet einen massiv steigenden Anteil von Stromproduktion aus Wind- bzw. Solarkraft und bringt erhöhte Volatilitäten mit sich (dargebotsabhängige Stromerzeugung). Dadurch steigt aus Systemsicht die Bedeutung von kapazitätsstarken und leistungsfähigen Stromnetzen und Speichersystemen.

Durch die Bevorzugung der Einspeisung von erneuerbaren Energien in das Stromnetz (gesetzlicher Einspeisevorrang) steigen die Anforderungen an dieses fortlaufend. Beispielhaft sei an dieser Stelle folgende Zahl genannt: Bis zu rd. 38 Gigawatt Einspeiseleistung aus Fotovoltaik (PV) sind in Deutschland untertags verfügbar und werden in die Stromnetze eingespeist. Dabei oder bei hoher Winderzeugung werden konventionelle Grundlastkraftwerke, die auch weiterhin für die Netzstabilität und Netzstützung erforderlich sind, wirtschaftlich unrentabel und vom Netz genommen bzw. in weiterer Folge stillgelegt.

Zusammengefasst heißt dies: nur erhöhte Transportkapazitäten der Netze können bei weiterem Steigen der installierten Anlagenleistungen der erneuerbaren Einspeiser 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 unmittelbare 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 3. Auflage des im Auftrag der Europäischen Kommission von der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) erstellten und veröffentlichten 10-Jahres-Netzausbauplanes (TYNDP 2014). Dieser definiert einen Ausbaubedarf von rd. 48.000 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 2014 ein Netzausbaubedarf von rd. 9.000 km genannt. Außerdem steigen die Anforderungen im Bereich der Netzsteuerung massiv, wofür neue und weiterführende Entwicklungen für die Systemdienstleistungen (z.B. Leistungs-Frequenz-Regelung) entwickelt 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 (aktuell sind fünf Netzausbauprojekte der APG als „Projects of Common Interest (PCI)“ anerkannt).

Bei aller Konzentration auf die Energiewende darf nicht vergessen werden, dass dabei auch Marktgegebenheiten und Veränderungen des liberalisierten europäischen Strommarktes berücksichtigt werden müssen.

Massiver Ökostromausbau in Österreich

Österreich steht angesichts des Ökostromgesetzes 2012, welches die Ökostromförderung massiv aufstockt, 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 2.100 MW (Stand per Ende 2014) sowie konkrete Windparkprojekte im Osten Österreichs mit einer Summenleistung von rd. 2.000 MW zeigen, dass dies nicht nur theoretische Pläne sind. Im Bereich der Fotovoltaik ist die Zielsetzung des Ökostromgesetzes mit einer Verzwölfachung auf rund 1.200 MW ebenfalls ambitioniert. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung ist auch ein weiterer Ausbau der heimischen Wasserkraft geplant.

Werden den kommenden nachhaltigen Produktionsformen in Österreich keine entsprechenden Netzkapazitäten zur Verfügung gestellt, sind langfristig mehrere negative Folgeeffekte zu erwarten:

- Erhöhte Notwendigkeit von Eingriffen in den Strommarkt durch Netzbetreiber (kostenintensives Engpassmanagement)

- Die Attraktivität von Investitionen in Erneuerbare sinkt
- Gefährdung der Versorgungssicherheit 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) tragen ebenfalls nicht zur Beschleunigung der Verfahren oder zur erhöhten Akzeptanz der Beteiligten bei.

Um diese Defizite zu beseitigen und somit die Stromwende in Österreich nachhaltig voranzutreiben, gilt es die bundesgesetzlichen Rahmenbedingungen in folgenden Bereichen zu verbessern (vgl. auch 1.6):

- Verfahrenstechnische Gleichstellung des Übertragungsnetzes mit Straße und Schiene und standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess
- Harmonisierung von Grenzwerten
- Umsetzung des Prinzips „Upgrade vor Neubau“
- Rasche Integration des European Infrastructure Package

APG-Masterplan

Gemäß der gesetzlichen Verantwortung – das Übertragungsnetz in Österreich vorausschauend sicher und zuverlässig auszubauen – hat APG im Jahr 2013 den Masterplan 2030 veröffentlicht. Darin definiert APG die langfristige strategische Netzausbauplanung, welcher die energiewirtschaftlichen Entwicklungen Europas zugrunde liegen. 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.

Der Netzentwicklungsplan 2015

Der vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP) 2015 ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen strategischen Planungen des APG-Masterplans 2030 und dem NEP 2014. Hiermit informiert APG alle Marktteilnehmer, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren (2016 – 2025) im Netz der APG ausgebaut werden. Der NEP enthält eine Auflistung bereits beschlossener Investitionen sowie Projekte, welche binnen der nächsten drei Jahre umzusetzen sind.

Darüber hinaus ist im NEP die weitere Netzplanung für die nächsten zehn Jahre unter Zugrundelegung der längerfristigen energiewirtschaftlichen Entwicklungsprognosen abgebildet. Die enthaltenen Projekte werden in Projekte von nationalem und europäischem Interesse, Netzverbund- bzw. Netzanschlussprojekte (die durch Marktteilnehmer Verteilernetzbetreiber, Kraftwerksbetreiber, Kunden und Merchant-Line Betreiber ausgelöst werden) und spezifische Erweiterungsprojekte kategorisiert. Netzverbund- bzw. Netzanschlussprojekte werden im Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht, sofern die notwendigen vertraglichen Voraussetzungen vorliegen und damit eine hinreichende Planungssicherheit besteht.

Der Netzentwicklungsplan wird bei der jährlichen Überarbeitung von APG zwischen Mitte Juni und Mitte Juli einer öffentlichen Konsultation unterzogen. Hierbei haben alle relevanten Marktteilnehmer die Möglichkeit zum NEP und zu den Projekten Stellung zu nehmen.

Um die zuvor angeführten Herausforderungen zu bewältigen, sind bis 2025 umfangreiche Netzverstärkungen und Netzausbauten in Österreich erforderlich. Die im APG-Netzentwicklungsplan 2015 dargestellten Projekte der kommenden zehn Jahre umfassen:

- Neue Leitungsprojekte im Ausmaß von rd. 370 km
- Umstellung von rd. 440 km Leitungen auf eine höhere Spannungsebene bzw. Auflage neuer Leiterseile
- Neubau und Erweiterungen von zahlreichen Umspannwerken mit einem Ausbaumumfang von rd. 160 Schaltfeldern in den Spannungsebenen 380/220/110 kV
- Für die Kupplung der Netzebenen sowie zur Versorgung der Verteilnetze ist die Errichtung von etwa 40 Transformatoren mit einer Gesamtleistung von rd. 14.000 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 Umspannwerken sowie altersbedingte Sanierungen von Leitungen geplant (insbesondere auf den Netzebenen 220-kV und 110-kV)

Die Abwicklung des im Netzentwicklungsplan dargestellten Ausbaumumfangs an Projekten 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, um die Energiewende umzusetzen. 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 europäischen Strommarktes im Mittelpunkt.

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

1.1 Allgemeines

Das Funktionieren unseres Gesellschaftssystems ist heute untrennbar mit einer sicheren, zuverlässigen und zu wirtschaftlichen Bedingungen verfügbaren Stromversorgung verbunden. 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 stehen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen vor neuen Herausforderungen. Neben dem marktpreisbestimmten Kraftwerkseinsatz beeinflussen der steigende Stromverbrauch, zunehmend neue Kraftwerke und vor allem der Ausbau der volatilen 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 dadurch erforderliche Engpassmanagement führt teilweise zu Einschränkungen des freien Marktes sowie zu erhöhten Kosten. Neben dem temporären Einsatz von Engpassmanagement für zeitweise auftretende Engpässe (z.B. aufgrund von revisionsbedingten Abschaltungen) können wiederholt auftretende – d.h. strukturbedingte – Engpässe nur durch Netzausbaumaßnahmen 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) 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.

Die APG als Mitglied der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hat neben den genannten gesetzlichen Aufgaben zusätzliche Verpflichtungen wie etwa jene aus dem Operation Handbook der ENTSO-E zu erfüllen. 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. Insbesondere wird die Einhaltung des (n-1)-Sicherheitskriteriums² im Übertragungsnetzbetrieb der ENTSO-E verpflichtend vorgeschrieben.

1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans 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.

APG kommt damit den gesetzlichen Forderungen nach, den Marktteilnehmern Angaben zu

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.

² Bei Einhaltung der (n-1)-Sicherheit können Einfachausfälle von Netzelementen (z.B. eines Leitungssystems oder eines Transformators) ohne Überlastung von anderen Betriebsmitteln und ohne Folgeausfälle verkraftet werden. Dies gelingt durch die betriebliche Vorhaltung von Reservekapazitäten im Netzbetrieb, welche die übertragene Leistung des ausgefallenen Netzelementes kurzfristig übernehmen können. Die (n-1)-Sicherheit stellt damit die Grundlage für eine hohe Versorgungssicherheit dar.

liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden. Es wird eine Auflistung bereits beschlossener Investitionen geliefert sowie neue Investitionen bestimmt, welche binnen der nächsten drei Jahre durchgeführt werden müssen. Außerdem wird mittels Netzentwicklungsplan ein Zeitplan für alle Investitionsprojekte der nächsten zehn Jahre vorgegeben.

Der nun vorgelegte Netzentwicklungsplan 2015 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2016 bis 2025. Diese Projekte lassen sich in folgende Kategorien unterteilen:

1. Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse:

Diese wesentlichen Netzausbauprojekte resultieren aus der langfristig vorausschauenden (strategischen) Netzausbauplanung auf Basis von Szenarienrechnungen und umfangreichen Umfeldrecherchen der nationalen und europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Kooperation mit Universitäten. Die Ergebnisse dieser umfassenden Analysen sind im APG-Masterplan 2030 dargestellt (vgl. Kap. 3.4) und fließen in den Netzentwicklungsplan 2015 ein. Zudem erfolgen auf europäischer Ebene koordinierte Planungsaktivitäten, welche im Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP) gebündelt werden und mit dem Netzentwicklungsplan abgestimmt sind (vgl. Kap. 3.2).

Für die dem Umweltverträglichkeitsprüfungs-Verfahren (UVP-Verfahren) unterliegenden Projekte im (inter-)nationalen Interesse wird zusätzlich im Rahmen der Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit umfangreich analysiert und beschrieben (jeweiliger UVE-Fachbeitrag „Energiewirtschaft“).

2. Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte:

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

Entsprechend den Allgemeinen Netzbedingungen der APG ist der Bedarf an neuen oder zu erweiternden Netzanschlüssen bzw. Verbindungen an das Übertragungsnetz der APG in Form einer Anfrage auf Netzanschluss, Netzzugang / Netzverbund oder Netzkooperation an die 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 Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, für die bereits eine abgeschlossene Grundsatzvereinbarung oder ein Errichtungsvertrag besteht. Unter dem Vorbehalt der entsprechenden Vertragsabschlüsse wurden weiters jene Projekte aufgenommen, für welche die erwähnte vertragliche Grundlage bis Ende 2015 abgeschlossen wird.

Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte werden von der APG gemäß der durch die Energie-Control Kommission am 12.2.2010 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 bzw. Netzverbund, die innerhalb desselben Kalenderquartals eingelangt sind, einer Netzverträglichkeitsprüfung unterzogen, um die Auswirkungen des betreffenden Projekts und dessen geplanter Nutzung 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.

3. Spezifische Erweiterungsprojekte:

Zur Erhaltung eines sicheren Übertragungsnetzbetriebs ist es auch erforderlich, die Anlagen regelmäßig zu warten bzw. am Ende ihrer Lebensdauer zu ersetzen. In diesem Zusammenhang sind für die Netzentwicklung insbesondere die spezifischen Erweiterungsprojekte relevant, wie etwa der Ersatzneubau von Schaltanlagen und Leitungen bzw. die Erhöhung/Optimierung der Leistung von Betriebsmitteln im Zuge von Erneuerungen und Verstärkungen.

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 Stromaus-tauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze zugrunde gelegt (vgl. Kap. 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 ENTSO-E Planungsdatensätzen – 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, relevante Doppelausfälle werden gegebenenfalls zusätzlich analysiert.

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 erhalten.

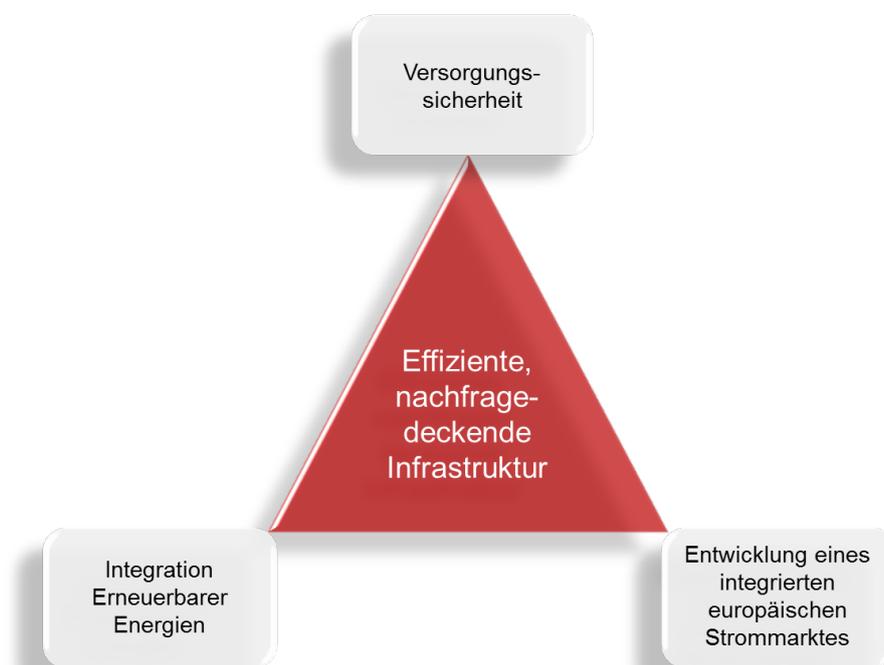


Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze

Diese Anforderungen decken sich mit den europäischen Vorgaben bzw. Zielsetzungen (vgl. Abbildung 1). Die Projekte dieses Netzentwicklungsplans sind erforderlich, um die geforderte effiziente, nachfragedeckende Infrastruktur entsprechend den aktuellen bzw. absehbaren Anforderungen zur Verfügung stellen zu können. Deren Realisierung stellt eine wesentliche Voraussetzung dar, um die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können. Darüber hinaus wird die weitere Integration erneuerbarer Energien im Rahmen Energie- und Klimaziele der EU ermöglicht, sowie die Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes gefördert.

1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Infrastrukturprojekten, wie sie in diesem Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz der APG dargestellt sind, hat in erster Linie unter dem Gesichtspunkt einer volkswirtschaftlichen Nutzenanalyse zu erfolgen. So entsteht durch Investitionen in die Infrastruktur ein Multiplikatoreffekt – sowohl für die betreffende Region als auch für die gesamte Volkswirtschaft (BIP) – da ein bedeutender Anteil des Gesamtinvestitionsvolumens der heimischen Wertschöpfung zugutekommt und so der Erhaltung und Schaffung von Arbeitsplätzen dient. Durch die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans wird auch zukünftig eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur gewährleistet. Diese bildet die Grundlage für eine hohe Stromversorgungssicherheit und -qualität in Österreich und ist damit ein wesentlicher Faktor, um die Attraktivität des Wirtschaftsstandortes Österreich zu fördern.

Zusätzlich zu den genannten Vorteilen können folgende volkswirtschaftliche Effekte erzielt werden:

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

In Kapitel 3.4 werden die Ergebnisse des Masterplan 2030 zusammengefasst und die daraus abgeleiteten TOP-10-Projekte zur Beseitigung bestehender und prognostizierter Engpässe dargestellt. Engpässe im APG-Netz sind teils mit hohen (volkswirtschaftlichen) Kosten und teils mit Einbußen an Versorgungssicherheit verbunden.

Durch die Realisierung der Projekte des NEP können bestehende Engpässe beseitigt bzw. prognostizierte vermieden werden. Damit kommt es zu einer Ersparnis an Engpassmanagementkosten und ein hohes Versorgungssicherheitsniveau kann gewährleistet werden. Durch die Vermeidung von marktseitigem Engpassmanagement kann auch der freie Marktzugang für alle Marktteilnehmer erzielt 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.

- **Höhere Transportkapazitäten**

Durch den Bau neuer Leitungen und Umspannwerke wird die Transportkapazität gesteigert. Dies ermöglicht die Netzintegration der Windkraft und von neuen Kraftwerken, von Pumpspeicherkraftwerken als „grüne Akkus“ in den Alpen und die sichere Anbindung der Verteilernetze.

- **Netzanbindung der „grünen Akkus“ in den Alpen und anderer Kraftwerke**

Einige Projekte des NEP sind die Grundvoraussetzung für die Einbindung neuer Kraftwerke wie z.B. Laufwasser- oder Pumpspeicherkraftwerke. Ausreichende Erzeugungskapazitäten sind ein wichtiger Faktor für die Versorgungssicherheit Österreichs. Zusätzliche Kraftwerke verhindern die Abhängigkeit von Stromimporten und beleben den Strommarkt. Weiters ermöglicht die Anbindung der „grünen Akkus“ in den Alpen die effiziente Nutzung und Speicherung der volatilen erneuerbaren Energien.

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

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

- **Schaffung eines europäischen Strommarktes**

Durch die stärkere europäische Vernetzung wird die österreichische Versorgungssicherheit verbessert sowie den österreichischen Marktteilnehmern der Zugang zum europäischen Markt erleichtert. Darüber hinaus wird so der Zugang zu erneuerbaren Energiequellen im Ausland geschaffen.

1.6 Umfeld für den Netzausbau

Die 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 zudem ein großer Beitrag zur Sicherung von regionalen und überregionalen Wertschöpfungsketten geleistet.

Im aktuellen Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung wird unter anderem die Klarstellung des öffentlichen Interesses an im Netzentwicklungsplan angeführten Projekten als Programmpunkt genannt. Die derzeitige politische Entwicklung im internationalen Bereich sowie das europaweite Bekenntnis zur Erreichung der Energie- und Klimaziele untermauern zusätzlich die Notwendigkeit der Umsetzung des Netzentwicklungsplanes, aber auch die sehr kurzen Zeiträume, innerhalb derer die vielen Vorhaben umgesetzt werden müssen. Sehr lange Vorprojektphasen (Bsp. Salzburgleitung) und Verfahrensdauern (Bsp. Steiermarkleitung 38 Monate) stellen jedoch große Gefährdungspotenziale für den rasch 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 Bürgerbe-

teiligungsprozess) sind zusätzliche Hemmnisse zur Realisierung der energiepolitisch relevanten 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, z.B. EMF-Thematik bei UVP-Projekten)
- Sicherung und Freihaltung von Bestandstrassen und Planungskorridoren
- Erleichtertes Genehmigungsverfahren für das Upgrade von bestehenden Übertragungsleitungen nach dem Prinzip „Upgrade vor Neubau“
- Klarstellung des öffentlichen Interesses der Projekte im Netzentwicklungsplan
- Rasche Integration des European Infrastructure Package

Die Notwendigkeit derartiger 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 rasche Umsetzung der Modernisierungsvorhaben bei gleichzeitiger Gewährleistung höchster Sicherheitsstandards, und wird ihren Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende leisten.

1.7 Bisher genehmigte Projekte (NEP 2011 – NEP 2014)

Seit 2011 sind die Regelzonenführer verpflichtet, jährlich einen Netzentwicklungsplan zu erstellen und nach Konsultation bei der ECA zur Genehmigung einzureichen. Der NEP 2011 wurde am 16.12.2011 (V NEP 01/11), der NEP 2012 am 29.11.2012 (V NEP 01/12), der NEP 2013 am 2.12.2013 (V NEP 02/13) und der NEP 2014 am 27.11.2014 (V NEP 01/14) per Bescheid gemäß § 38 EIWOG 2010 durch die ECA genehmigt.

In nachfolgender Tabelle sind die bereits in den NEP 2011, NEP 2012, NEP 2013 und NEP 2014 genehmigten Projekte aufgelistet.

Proj.Nr	Projektbezeichnung
11-1	UW Lienz: Phasenschiebertransformator
11-2	380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter
11-3	UW Neusiedl: LWL-Einbindung
11-4	UW Zell/Ziller: 2. 380/220-kV-Umspanner
11-5	Umstellung Donauschiene auf 380 kV

11-6	380-kV-Leitung Dürnrohr - Sarasdorf: Montage 3./4. System
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze DE (Isar/Ottenhofen)
11-8	Netzraum Weinviertel
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern
11-11	Zentralraum Oberösterreich
11-12	Reschenpassleitung
11-13	380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Veneto Region)
11-14	Netzraum Kärnten
11-15	UW Südburgenland: 2x200-MVA-Umspanner NBS
11-16	UW Greuth: 220-kV-Einbindung Merchant Line ENECO VALCANALE
11-17	UW St. Andrä: 110/20-kV-Netzabstützung KNG
11-18	UW Zurndorf: 380/110-kV-Netzabstützung NBS
11-19	UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos
11-20	UW Malta Hauptstufe: 220-kV-Einbindung KW Reißbeck II
11-21	UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ
11-23	UW Villach Süd 220/110-kV-Netzabstützung KNG
11-24	UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Energiespeicher Bernegger
11-25	UW Landschüt (ehem. Gruben): 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ
12-1	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun – NK Tauern
12-2	UW Oststeiermark: 2. 380/110-kV-Umspanner EN Steiermark
12-3	UW Zurndorf: 3. 380/110-kV-Umspanner NBS
12-4	UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung EN Steiermark
12-5	UW Sarasdorf: 2. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ und Anlagenerweiterung
12-6	UW Bisamberg: 3. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ
12-7	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN
12-8	UW Kainachtal: 4. 380/110-kV-Umspanner EN Steiermark
12-9	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung EN Steiermark
12-10	(n-1)-Optimierung Leitungen
12-11	(n-1)-Optimierung Umspannwerke inkl. Thermal Rating
12-12	Optimierungsprogramm Transformatoren
12-13	110-kV-Leitung Ernthofen – Hessenberg: Ersatzneubau Mast 23-38
12-14	Ergänzungen 380-kV-Steiermarkleitung
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg
13-1	UW Obersielach: 3. 380/220-kV-Umspanner
13-2	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV

13-3	UW Bisamberg: 4. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ (Anschluss Windkraft)
13-4	UW Groß-Enzersdorf: 220/110-kV-Netzabstützung Wiener Netze (Anschluss Windkraft)
13-5	UW Großraming: 110/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ (Anschluss Windkraft)
13-6	UW Wien Südost: 380-kV-Netzabstützung Wiener Netze
13-7	UW Neusiedl/Zaya: 220/110-kV-Netzabstützung für Netz NÖ (Anschluss Windkraft)
13-8	UW im Raum südlich von Wien: 380/110-kV-Netzabstützung für Wiener Netze (Anschluss Windkraft)
13-9	UW Zurndorf: 4. 380/110-kV-Umspanner NBS (Anschluss Windkraft)
13-10	Verstärkung Umspannwerke – Kurzschlussfestigkeit
14-1	Integration der 110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ
14-2	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Ersatzneubau
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung
14-4	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe (Anschluss Windkraft)
14-5	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung (Anschluss Windkraft)

Tabelle 1: Bisher genehmigte Projekte (NEP 2011, NEP 2012, NEP 2013 & NEP 2014)

1.8 Abgeschlossene Projekte zwischen Anfang 2014 und Juni 2015

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Projekte, welche planmäßig im Zeitraum zwischen Anfang 2014 und Juni 2015 in Betrieb genommen bzw. abgeschlossen werden konnten und somit im Netzentwicklungsplan 2015 nicht mehr dargestellt werden.

Proj. Nr.	Projektbezeichnung	Inbetriebnahme
12-3	UW Zurndorf: 3. 380/110-kV-Umspanner NBS (Anschluss Windkraft)	Juni 2014
11-6	380-kV-Leitung Dürnrohr – Sarasdorf: Montage 3./4. System	Aug. 2014
11-5	Umstellung Donauschiene auf 380 kV	Aug. 2014
12-13	110-kV-Leitung Ernsthofen – Hessenberg: Ersatzneubau Mast 23-38	Sept. 2014
12-5	UW Sarasdorf: 2. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ und Anlagenerweiterung (Anschluss Windkraft)	Dez. 2014
11-19	UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos	Dez. 2014
12-6	UW Bisamberg: Dritter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ	März 2015
11-21	UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz	Juni 2015
12-14	Ergänzungen 380-kV-Steiermarkleitung	2015

Tabelle 2: Bereits in Betrieb genommene Projekte

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, steigender Stromverbrauch, neue 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 Kraftwerksbetreibern 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.

Gemäß den Annahmen im TYNDP 2014 sind unter Annahme von weiteren Effizienzsteigerungen jährliche Verbrauchssteigerungen von rd. 1% (mit regionalen Schwankungen) zu verzeichnen. Der Stromverbrauch hängt dabei stark von wirtschaftlichen Entwicklungen und demographischen Veränderungen in den jeweiligen Regionen ab und war während der letzten Jahre von hohen Zuwachsraten (mit Einbrüchen aufgrund der Wirtschaftskrise) gekennzeichnet.

2.2 Ausbau erneuerbarer Energieträger

Die 2014 beschlossenen Energie- und Klimaziele umfassen unter anderem ein verbindliches EU-Ziel für einen Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch von mindestens 27 % bis 2030. Bis zum Jahr 2050 soll die europäische Stromversorgung fast CO₂-neutral erfolgen, wofür rund 80% der Stromerzeugung in Europa aus erneuerbaren Energien gewonnen werden müssen. Die EWIS Studie (European Wind Integration Study 2010) prognostizierte für den Zeitraum bis 2020 eine beinahe Verdreifachung der in Europa installierten Windkraftleistung von 70 GW auf mehr als 200 GW. Laut der jährlichen Statistik der „European Wind Energy Association“ (Wind in Power 2014, EWEA) waren Ende 2014 bereits 134 GW Windenergieanlagen installiert. Somit kam es zwischen 2010 und 2014 nahezu zu einer Leistungsverdopplung der Windkraftanlagen in Europa. Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der Fotovoltaik vor. Hier wurden im Jahr 2014 europaweit 8 GW auf eine Summenleistung von 88 GW zugebaut.

Österreich steht ebenfalls vor ähnlichen Herausforderungen: Auf Basis der gesetzlichen Beschlüsse (ÖSG) soll die installierte Windkraftleistung bis 2020 auf 3.000 MW erhöht werden. Die Entwicklung der Windkraft von rd. 1.000 MW im Jahr 2010 auf mittlerweile 2.100 MW per Ende 2014 sowie weitere Windparkprojekte im Osten Österreichs mit einer Summenleistung von rd. 2.000 MW zeigen, dass dies nicht nur theoretische Pläne sind. Im Bereich der Fotovoltaik ist die Zielsetzung des Ökostromgesetzes mit einer Verzwölfachung auf rund

1.200 MW bis 2020 sogar noch ambitionierter. 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 diese Topologie sowie die damit verbundenen Netzkapazitäten in angemessenem Ausmaß zur Verfügung gestellt werden. Bei unzureichend ausgebauten Netzen kommt es zu hohen Auslastungen bis hin zu Überlastungen der Netzinfrastruktur. Engpässe liegen vor, wenn die Netzbelastungen die für den Übertragungsnetzbetrieb vorgeschriebenen Sicherheitskriterien (n-1-Kriterium, Spannungsgrenzen, etc.) überschreiten bzw. verletzen. Die Übertragungskapazitäten von Leitungen, Transformatoren oder anderen Teilen des Netzes sind in diesem Fall nicht mehr ausreichend dimensioniert.

Vereinzelt Engpässen, die aufgrund bestimmter netzbetrieblicher Situationen auftreten, kann mittels Engpassmanagement³ betrieblich begegnet werden. Treten im Gegensatz dazu Engpässe wiederholt und über längere Zeit auf (z.B. die strukturell bedingten Nord-Süd-Engpässe in der Regelzone APG) bzw. sind derartige Engpässe prognostiziert, sind entsprechende Netzausbaumaßnahmen unabdingbar.

2.4 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung

Steigende Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur (z.B. Integration erneuerbarer Energien, erhöhte Transportanforderungen, regional stark 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, Ausbau erneuerbarer Energien, 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, E-Mobility und neue Anwendungen

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

- **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. Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der Fotovoltaik vor.

- **Nachfrageseite national**

Demographische und wirtschaftliche Entwicklungen, regionale Verbrauchsentwicklung in Österreich, Entwicklungen der Sektoren Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen

- **Aufbringungsseite national**

Veränderungen des Kraftwerksparks (v.a. neue Windparks und Pumpspeicherkraftwerke, Stilllegungen von thermischen Kraftwerken), genutzte Primärenergieträger, Entwicklung der Primärenergie- und Strompreise, marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz

- **Internationaler Einfluss**

Energiewirtschaftliche Entwicklung 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

3 Das Übertragungsnetz der Regelzone APG

Mit einer Trassenlänge von rund 3.500 Kilometern und den darauf verlaufenden Leitungen mit einer Gesamtlänge von knapp 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.

3.1 APG als Teil des europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetzes

Mit dem Ziel eine höhere Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, wurden aus den einzelnen lokalen und nationalen Netzen über die Jahre große Netzsysteme gebildet. Heute sind die einzelnen nationalen Übertragungsnetze Europas über Kuppelleitungen miteinander verbunden und werden in Zentraleuropa synchron – das heißt mit gleicher Netzfrequenz – zusammengeschaltet betrieben. Das Übertragungsnetz der APG ist Teil dieses europäischen 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 hinsichtlich der Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit, die Integration erneuerbarer Energien und die Weiterentwicklung eines integrierten Strommarktes europaweit zu verfolgen, erfolgt auf europäischer Ebene eine Koordinierung der Netzausbauplanung im Rahmen der Aktivitäten der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber). Die Ergebnisse dieser europäischen Übertragungsnetzplanung finden sich im Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP) gebündelt, der erstmals im Juni 2010 publiziert wurde. Die dritte Auflage des TYNDP – der TYNDP 2014 – wurde Ende 2014 veröffentlicht und steht unter www.entsoe.eu zum Download zur Verfügung. In einem Top-Down-Prozess wurden auf der Basis von europaweit einheitlichen energiewirtschaftlichen Szenarien sowie einer gemeinsamen Datenbasis elektrizitätswirtschaftliche Simulationen (Marktsimulationen) und Netzberechnungen durchgeführt sowie basierend darauf der weitere erforderliche Netzausbaubedarf im europäischen Interesse identifiziert.

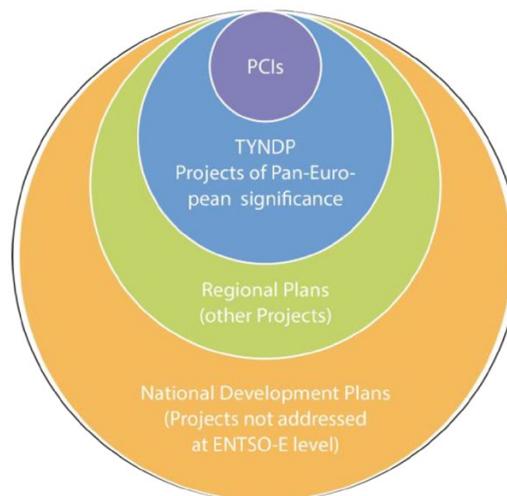


Abbildung 2: Überblick über die europaweiten Projekte

Insgesamt wurde im TYNDP 2014 ein Netzausbaubedarf von rd. 48.000 km neuer bzw. zu verstärkender Leitungen mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rd. € 150 Mrd. identifiziert. Die drei wichtigsten Haupttreiber bzw. Auslöser für die Projekte des TYNDP sind

- Versorgungssicherheit (SoS - Security of Supply)
- Integration erneuerbarer Energieträger (RES - Renewable Energy Sources)
- Schaffung eines europäischen Strommarktes (IEM - Internal Energy Market)

Abbildung 2 zeigt den Zusammenhang der unterschiedlichen Netzentwicklungspläne der europäischen Länder. Im TYNDP sind neben den „Projects of Common Interest“ auch weitere Projekte von europäischer Bedeutung enthalten. Zusätzlich werden Projekte, die für einzelne europäische Regionen von Bedeutung sind in den „Regional Investment Plans“ dargestellt, während in den nationalen Netzentwicklungsplänen weitere Projekte von ausschließlich nationaler Bedeutung definiert werden.

3.3 Energieinfrastrukturpaket – Projects of Common Interest

Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil an erneuerbaren Energien bis 2030 auf 27% des Gesamtenergieverbrauches zu steigern. Dies soll vorwiegend mit der Integration von Windkraft und Solaranlagen gelingen. Die bisherigen Übertragungsnetze sind allerdings für diesen epochalen Wechsel in der Energieproduktion nicht ausreichend geeignet. Daher wurde mit dem vorliegenden Energieinfrastrukturpaket (Publikation April 2013; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:DE:PDF>) 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 soll es ein vereinfachtes, schnelleres und transparentes Genehmigungsverfahren geben, das durch jeweils eine zentrale Bundesbehörde abzuwickeln ist (dadurch soll auch ein Rückgang der Verfahrenskosten erreicht werden).

Folgende APG-Projekte wurden aufgrund ihrer hohen Bedeutung für die europäische Stromversorgung als „Projects of Common Interest“ (PCI) klassifiziert:

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

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden sich im Kapitel 4.4, auf der Homepage der europäischen Kommission (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>), im TYNDP 2014 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 als PCI klassifiziert:

- Ausbau Pumpspeicherkraftwerk Kaunertal
- Pumpspeicherkraftwerk Obervermuntwerk II
- Limberg III

3.4 APG-Masterplan

Die langfristige strategische Netzausbauplanung der APG erfolgt im Zuge der Erstellung des APG-Masterplans. Die Festlegung der Masterplanprojekte basiert auf Szenarienrechnungen und Marktsimulationen, welche von der TU Graz mit dem Marktsimulationsmodell ATLANTIS des Inst. für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (Prof. Stigler) durchgeführt wurden. Die drei betrachteten Szenarien LEIT, GREEN und RED, auf deren Basis die Masterplanprojekte abgeleitet wurden, decken dabei ein breites Spektrum an möglichen zukünftigen Entwicklungspfaden ab:

- Das LEIT-Szenario orientiert sich an den politischen Zielsetzungen zur Erreichung der 20-20-20-Ziele und berücksichtigt dabei die von den einzelnen EU-Staaten festgelegten „National Renewable Action Plans“ (NREAPs) sowie die aktuellsten Entwicklungen in den einzelnen Staaten. Eine wesentliche Annahme ist, dass die EU-Ziele erreicht werden.
- Im Vergleich zum LEIT-Szenario sind die Annahmen im Szenario RED bezüglich RES-Ausbau und Energieeffizienz pessimistischer. Die 20-20-20-Ziele werden frü-

hestens im Jahr 2030 erreicht und der Stromverbrauch steigt mit weitgehend unveränderten Wachstumsraten weiter an.

- Die Annahmen im Szenario GREEN sind bezüglich RES-Ausbau und Energieeffizienz optimistischer angelegt als jene im LEIT-Szenario: Hier werden die 20-20-20-Ziele übertroffen. Entsprechende Ausbauprojekte beispielsweise für Windenergie liegen in Österreich vor; die Umsetzung ist jedoch vor allem von den Förderungsregimen und deren Aufstockungen abhängig. Bei PV wird angenommen, dass es zu einem Durchbruch ab 2015 durch Net-Metering und Netzparität der Vollkosten des erzeugten Stroms kommt.

Durch diese breite Basis kann die Notwendigkeit der identifizierten Masterplanprojekte als valide und robust gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen im betrachteten Szenarienraum erachtet werden. Dies wird auch durch die Ergebnisse des TYNDP untermauert. Einerseits liegen die europaweit abgestimmten Annahmen bzgl. Preis- und Verbrauchsentwicklung sowie auch Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenarienraum des Masterplans. Andererseits wird die Notwendigkeit der Masterplanprojekte ebenso durch den TYNDP bestätigt. Der aktuelle APG-Masterplan 2030 stellt die Basis für den gesetzlich vorgeschriebenen Netzentwicklungsplan 2015 dar und steht auf der Homepage der APG zum Download zur Verfügung. Zusätzlich hat APG den Masterplan 2030 einer Plausibilitätsprüfung durch Univ.-Prof. Dr.-Ing. Luther vom Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme der Universität Erlangen-Nürnberg unterzogen (veröffentlicht unter <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>).

Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030 sind in nachfolgender Abbildung dargestellt und finden sich im NEP 2015 wieder.

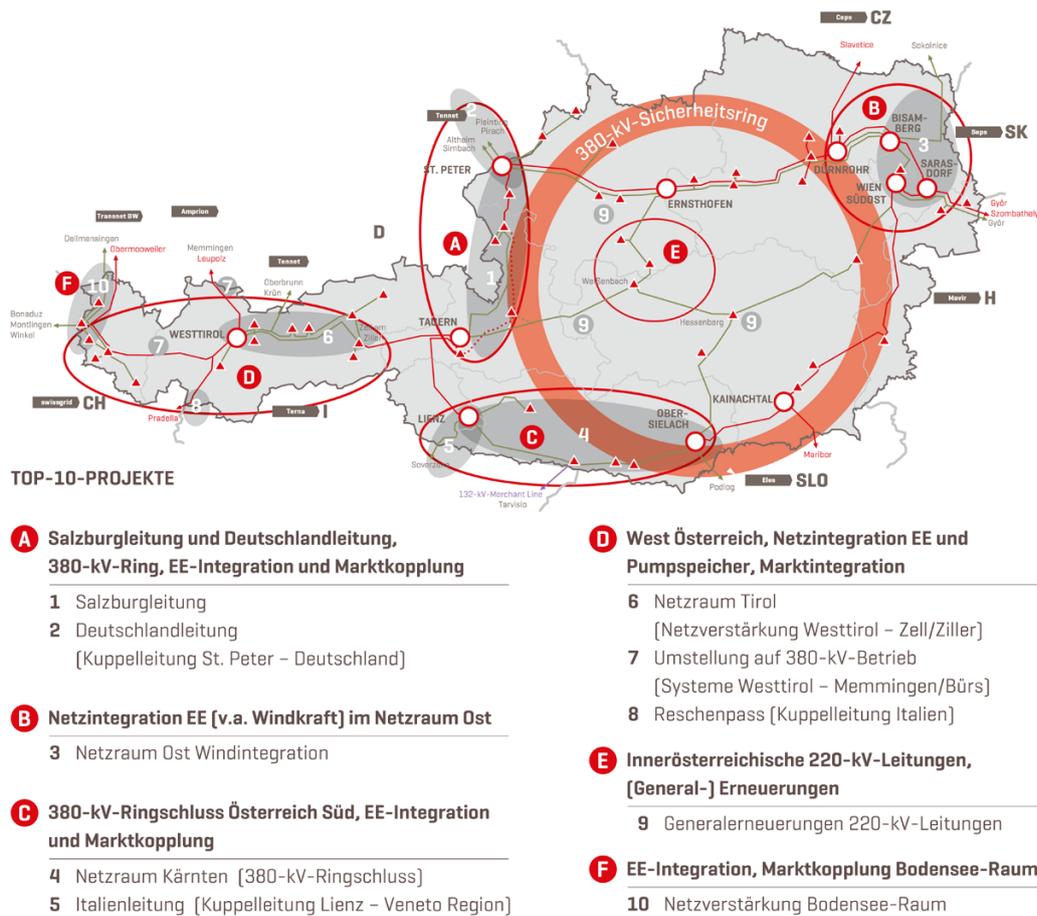


Abbildung 3: Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030

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 RES-Erzeuger mit den Pumpspeicher-kraftwerken inkl. leistungsfähige Anbindung der Pumpspeicher für Ausgleichs- und Regelmöglichkeiten sowie Systemdienstleistungen (z.B. Netzwiederaufbau)
- Voraussetzung für die Netzintegration von Erzeugungsanlagen (neue RES und kon-ventionelle Kraftwerke)

- Erreichung der Energie- und Klimaziele Österreichs durch Netzintegration der Windenergie, PV und Biomasse
- Möglichst uneingeschränkter Marktzugang für Erzeuger und Kunden in Österreich und zum europäischen Strommarkt
- Erhalt und verstärkte Kopplung des gemeinsamen Marktgebiets mit Deutschland; verstärkte Marktintegration und -kopplung mit anderen europäischen Marktzone(n) (z.B. Schweiz, Italien, Slowenien, etc.) und damit ein wichtiger Beitrag zur europäischen RES-Integration
- Reduktion und Vermeidung von marktseitigem und kostenintensivem Engpassmanagement
- Voraussetzung für nötige längerfristige Abschaltungen (mehrere Monate) für altersbedingte Sanierungen und nötige Generalerneuerungen von alten 220-kV-Leitungen

4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2015

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan 2015 (NEP 15) werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte entsprechend den in Kapitel 1.3 genannten Rahmenbedingungen beschrieben. Im gegenständlichen Kapitel werden sowohl jene Projekte dargestellt, die bereits mit den NEP der vergangenen Jahre genehmigt wurden (siehe Kapitel 4.4) als auch alle neuen Projekte, die im Rahmen des NEP 2015 zur Genehmigung eingereicht werden (Kapitel 4.5).

Die Detailbeschreibungen der Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse (d.h. auch die Masterplan-Projekte) wurden von der APG erstellt; für Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke, Kunden und Merchant Lines wurden jeweils Angaben von den Marktteilnehmern für die Beschreibungen herangezogen. APG hat hierfür sämtliche Marktteilnehmer kontaktiert, welche im Vorfeld Anfragen auf Netzanschluss bzw. Netznutzung/Netzverbund bzw. Netzkooperation an APG gerichtet haben. Die Detailbeschreibungen der Projekte finden sich in den Kapiteln 4.4 und 4.5.

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 von Hochspannungsprojekten 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 Ausbausumfangs, Standortsuche bei neuen Umspannwerken; ggf. Erstellung einer Grundsatzvereinbarung bei Projekten mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern (z.B. 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 Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide; abgeschlossene Grundsatzvereinbarung liegt ggf. vor</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: Eigen- und Fremdleistungen</i></p>

Umsetzungsprojekt	<p>Für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern besteht ein abgeschlossener Errichtungsvertrag</p> <p>Baubeschlussfassung und Gremienfreigaben</p> <p>Ausschreibung, Vergabe und Beschaffung von Material, Geräten und Arbeiten (Montagen)</p> <p>Projektrealisierung; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme und abgeschlossener Dokumentation</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></i></p>
--------------------------	---

Tabelle 3: Einteilung des Projektstatus

4.1.2 Zuteilung nach Projektart

Netzanschluss-/Netzverbundprojekte werden gemäß deren Art den folgenden Kategorien zugeteilt:

Umspannwerke (UW)	Sofern im Übertragungsnetz die Errichtung eines neuen Umspannwerkes und/oder die Änderung eines bestehenden Umspannwerkes Projektgegenstand ist
Leitungen	Sofern es sich um ein Leitungsprojekt im Übertragungsnetz handelt bzw. ein solches für die Realisierung des Projektes erforderlich ist
UW / Leitungen	Sofern beide vorgenannten Kategorien zutreffend sind

Tabelle 4: Projektarten

4.1.3 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung

- Projekt- und NEP-Nummer (Proj.-Nr.)
- Netzebene
- Spannungsebene (Spgs.ebene)
- 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 konkreten Planung auf Angaben jedes einzelnen Projektpartners 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 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2015

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2015 (NEP-Projektabelle und geographische Darstellung). Die im Zeitraum 2016 – 2018 geplanten Projekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar (3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2019 – 2025 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 Koordinierungsarbeiten im Rahmen mehrjähriger Vorprojekte durchzuführen.

Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
15-1	UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner		◇									
12-1	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun - NK Tauern		◇									
13-1	UW Obersielach: 3. 380/220-kV-Umspanner			◇								
15-2	UW Hessenberg: 220-kV-Blindleistungskompensation			◇								
14-1	Integration der 110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ			◇								
15-3	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner				◇							
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Isar/Ottenhofen)				◇							
14-2	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Ersatzneubau					◇						
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner					◇						
11-12	Reschenpassleitung					◇						
15-6	Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren					◇						
13-2	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV						◇					
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern							◇				
11-8	Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)							◇				
11-11	Zentralraum Oberösterreich							◇				
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung								◇			
11-13	380-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Veneto Region/IT)										◇	
11-14	Netzraum Kärnten										◇	

Nr.	Netzverbundprojekte für Verteilernetzbetreiber	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
12-4	UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung SNG	◇										
12-8	UW Kainachtal: 4. 380/110-kV-Umspanner SNG	◇										
13-3	UW Bisamberg: 4. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ (Anschluss Windkraft)		◇									
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ			◇								
11-23	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG-Kärnten Netz			◇								
15-4	UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG			◇								
13-9	UW Zurndorf: 4. 380/110-kV-Umspanner NBS (Anschluss Windkraft)			◇								
13-5	UW Großraming: 110/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ (Anschluss Windkraft)				◇							
11-25	UW Landschüt: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ-Stromnetz Tirol				◇							
13-7	UW Neusiedl/Zaya: Netzabstützung für Netz NÖ (Anschluss Windkraft)				◇							
12-9	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung SNG				◇							
15-5	UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner SNG				◇							
13-6	UW Wien Südost: 380-kV-Netzabstützung Wiener Netze							◇				

Tabelle 5: Übersicht der Umsetzungsprojekte Teil 1; die Raute markiert das geplante Jahr der Inbetriebnahme; grün gekennzeichnet: neue Projekte im NEP 2015

Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
11-20	UW Malta Hauptstufe: Einbindung KW Reißbeck II	◇										
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						◇					

Nr.	Spezifische Erweiterungsprojekte	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter - UW Salzburg											
12-10	(n-1)-Optimierung Leitungen											
12-11	(n-1)-Optimierung Umspannwerke inkl. Thermal Rating											
12-12	Optimierungsprogramm Transformatoren											
13-10	Verstärkung Umspannwerke - Kurzschlussfestigkeit											

Tabelle 6: Übersicht der Umsetzungsprojekte Teil 2; die Raute markiert das geplante Jahr der Inbetriebnahme; grün gekennzeichnet: neue Projekte im NEP 2015

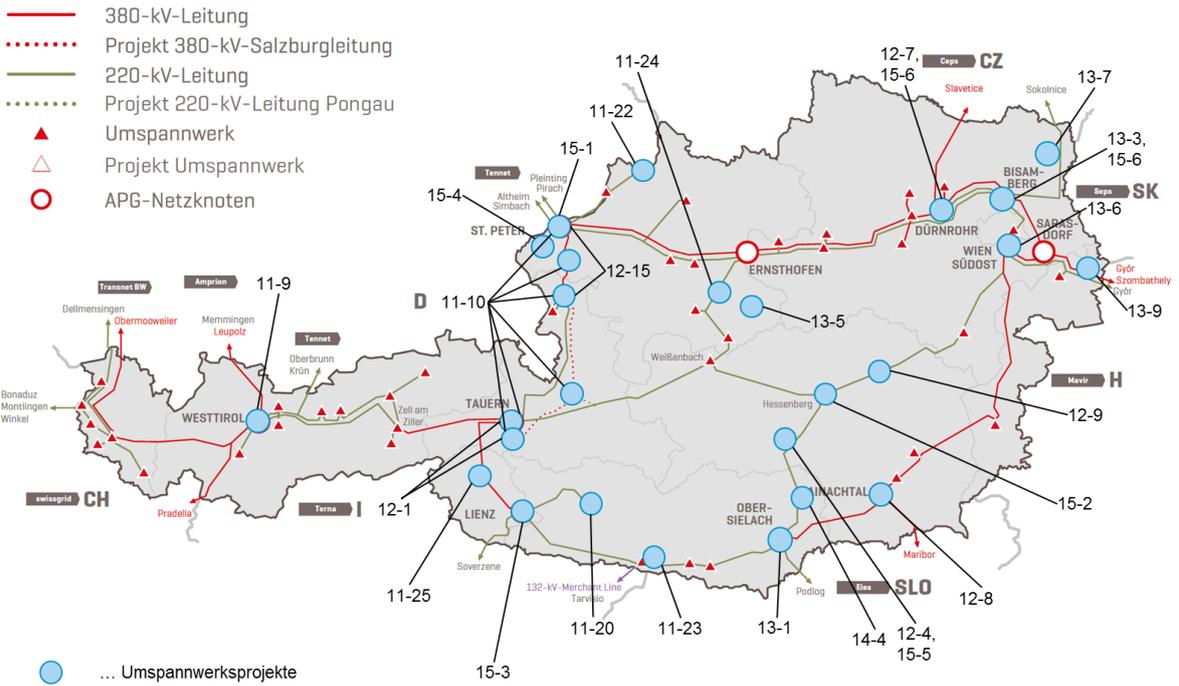


Abbildung 4: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Umspannwerksprojekte)

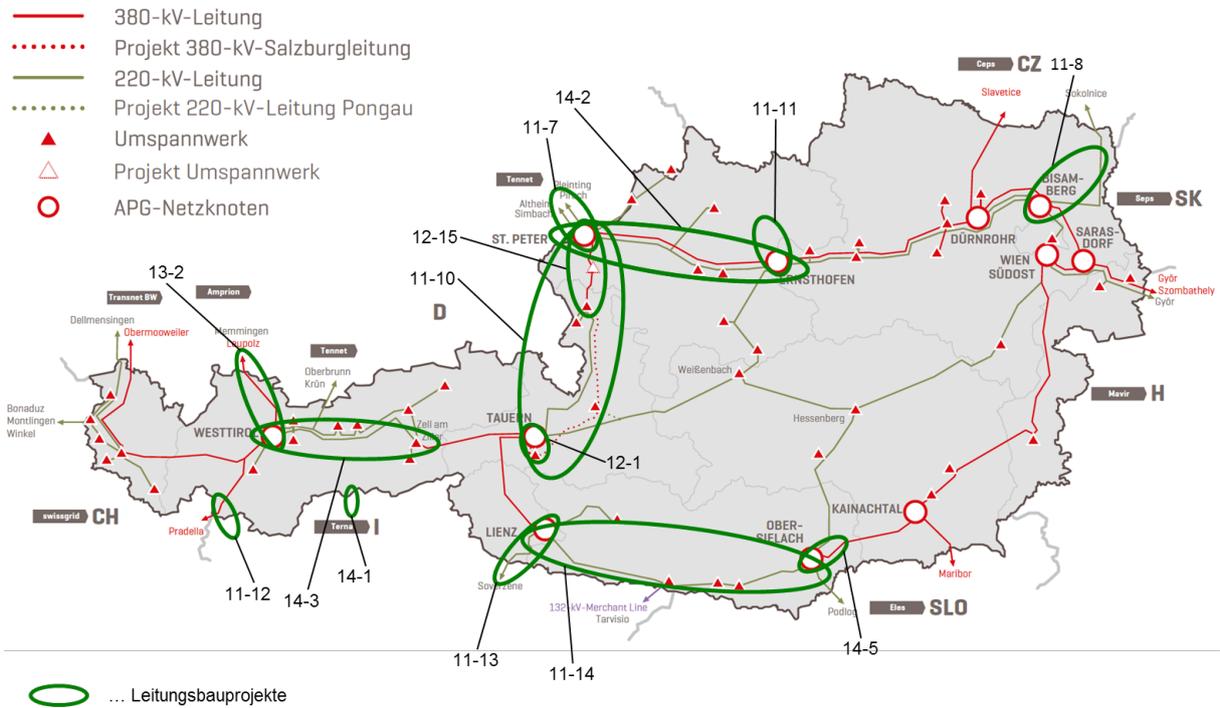


Abbildung 5: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Leitungsprojekte)

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. „NOVA“: Netzoptimierung vor Ausbau; vgl. 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.

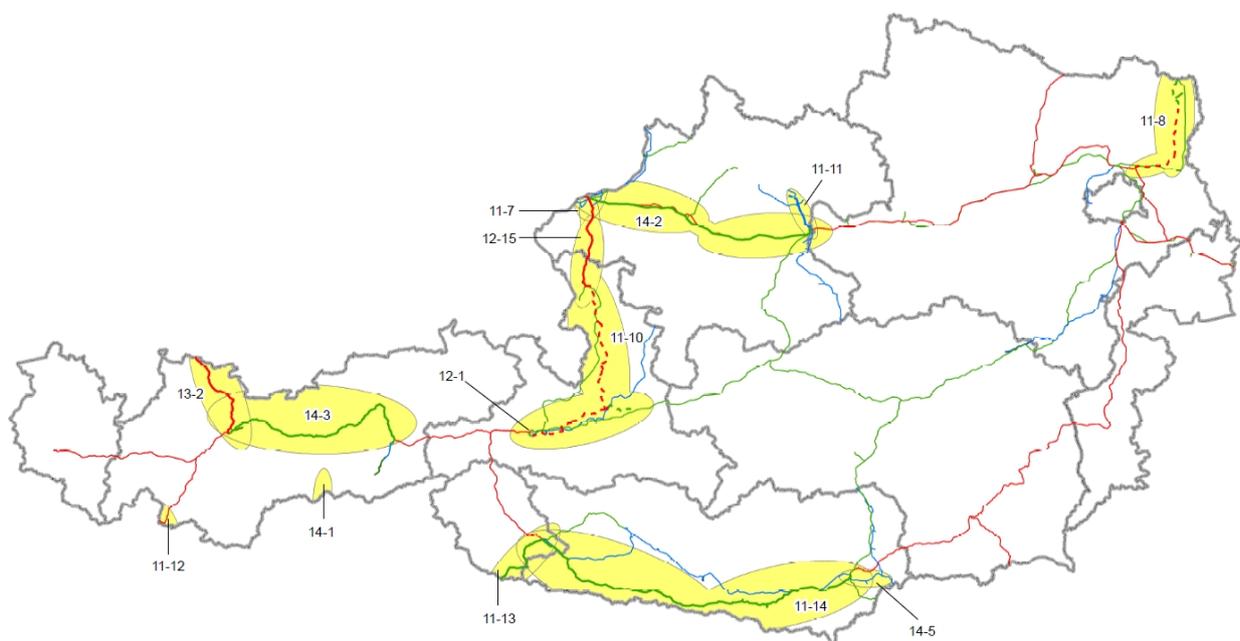


Abbildung 6: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP, referenziert mit den NEP-Nummern der jeweiligen Projekte; die großen Leitungsprojekte entsprechen den Projekten des APG-Masterplans 2030 (ohne Darstellungen für die Masterplan-Projekte 9 (Bodenseeraum) und 10 (Generalsanierungen 220-kV-Leitungen))

4.4 Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2014)

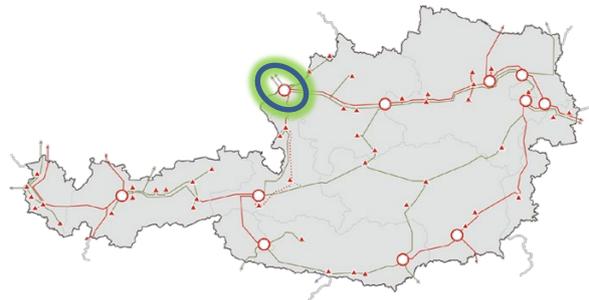
Die im gegenständlichen Kapitel dargestellten Projekte wurden bereits von ECA durch die entsprechenden Bescheide zu den folgenden Netzentwicklungsplänen genehmigt:

- NEP 2011; Bescheid am 16.12.2011
- NEP 2012; Bescheid am 29.11.2012
- NEP 2013; Bescheid am 2.12.2013
- NEP 2014; Bescheid am 27.11.2014

Die Projektinformationen entsprechen dem Planungsstand gemäß Angabe am Titelblatt des NEP.

4.4.1 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Isar/Ottenhofen)

Projektnummer: 11-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2018
<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 (Strommarkt) 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 weisen bereits ein Alter von 74 Jahren (Simbach/Altheim; Inbetriebnahme 1941) und 49 Jahren (Pirach/Pleinting; Errichtung 1966-69) auf. Die damals getroffenen Auslegungen der Leitungskapazitäten erfüllen nicht mehr die heutigen Anforderungen. Die Übertragungskapazitäten sind zunehmend ausgeschöpft und die Netzbelastungen in diesem Netzbereich verursachen immer öfter Engpassmanagement-Maßnahmen. Durch den absehbaren weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen 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>TenneT TSO GmbH (deutscher Übertragungsnetzbetreiber) und APG planen daher den</p>		



380-kV-Ersatzneubau der Leitung vom Netzknoten St. Peter zu den nächsten leistungsstarken deutschen Netzknoten (Isar und Ottenhofen), sodass eine weitere leistungsstarke 380-kV-Netzverbindung entsteht. Die 380-kV-Deutschlandleitung unterstützt die Wechselwirkung zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich (green batteries) und das gemeinsame Marktgebiet. TenneT TSO GmbH hat dieses Vorhaben daher ebenfalls in den deutschen Netzentwicklungsplan Strom aufgenommen. In weiterer Folge wurde das Projekt ebenfalls in den deutschen Bundesbedarfsplan übernommen.

Über eine seitens TenneT TSO GmbH neu zu errichtende 380-kV-Anlage im UW Simbach wäre darüber hinaus die Anbindung des Gas- und Dampf-Kraftwerkes (Kraftwerk Haiming) der OMV an die 380-kV-Leitung St. Peter – Isar/Ottenhofen möglich.

Projektbeschreibung und technische Daten

Mit dem Ziel der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich muss vom Netzknoten St. Peter beginnend bis Isar/Ottenhofen eine neue 380-kV-Leitung als Ersatz für die bestehenden 220-kV-Leitungen errichtet werden.

Für den 380-kV-Abschnitt zwischen dem Netzknoten St. Peter und der Staatsgrenze hat APG am 4.2.2015 die Umweltverträglichkeitserklärung bei der Oberösterreichischen Landesregierung eingereicht und das UVP-Verfahren gestartet; im Abschnitt ab der Staatsgrenze ist TenneT TSO GmbH für das 380-kV-Projekt zuständig.

- | | |
|---|-----------|
| • Spannung | 380 kV |
| • Leitungslänge in AT (NK St. Peter – Staatsgrenze) | rd. 3 km |
| • Gesamte Leitungslänge (AT und DE) | rd. 80 km |

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die 380-kV-Deutschlandleitung erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit Windenergieanlagen im Norden Europas und damit eine extensivere Nutzung der Windenergie und der Erneuerbaren im Sinne der europäischen Klimaziele. Österreich und Deutschland bilden zudem derzeit ein Marktgebiet mit einem Marktpreis als Teil des europaweit angestrebten Strombinnenmarktes. Mit der 380-kV-Deutschlandleitung werden erhöhte Austauschleistungen möglich sein. Zusätzlich kommt es zu einer Steigerung der Versorgungs- und Systemsicherheit. Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste deutlich reduziert (z.B. bei gleichen Transportmengen auf ca. ein Drittel).

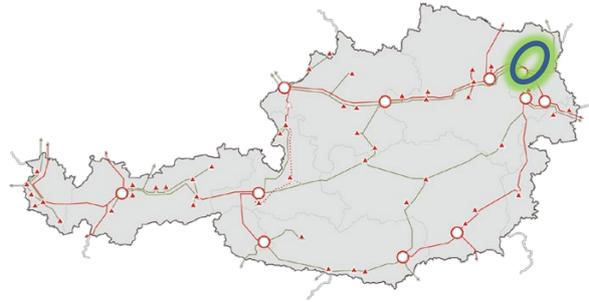
Weitere Projektinformationen

- APG-Masterplan 2030 (Projekt 2)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 212); TYNDP 2012 & TYNDP 2014 (Projekt 47 Investment 212)
- PCI-Projekt 3.1.1

- Namensänderung seitens TenneT auf St. Peter – Isar/Altheim/Ottenhofen eingebracht
- Der Bescheid vom 16.12.2011, mit welchem der Netzentwicklungsplan 2011 durch ECA genehmigt wurde, sieht für das gegenständliche Projekt folgende Bedingung vor:
Die Genehmigung für das Projekt 11-7 „380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze (Simbach)“ wird unter der Bedingung erteilt, dass das für die Verwirklichung des im gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan vorgesehenen Gesamtprojekts (Nr. 212) erforderliche Teilstück auf dem Gebiet Deutschlands in dem von TenneT TSO GmbH eingereichten und genehmigten Netzentwicklungsplan enthalten ist und alle zum Bau des Gesamtprojektes erforderlichen Genehmigungen (Planfeststellungsverfahren) rechtskräftig vorliegen.
- Start des UVP-Verfahrens in Österreich mit Einreichung der UVE an die Behörde am 4.2.2015; Die mündliche UVP-Verhandlung der ersten Instanz fand Anfang November 2015 in Linz statt.

4.4.2 Netzraum Weinviertel

Projektnummer: 11-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2021
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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 2014 sind im Weinviertel insgesamt Windkraftanlagen mit einer Leistung von rd. 520 MW am Netz. Basierend auf dem von der Niederösterreichischen Landesregierung entwickelten sektoralen Raumordnungsprogramm und Projektinformationen zufolge ist zukünftig eine Steigerung auf eine Gesamtleistung auf 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.</p> <p>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.</p> <p>Projektbeschreibung und grundlegende Daten</p> <p>Um die Netzeinbindung der erneuerbaren Energieträger – insbesondere der Windkraft – 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 Neusiedl/Zaya geplant (Projekt NEP 13-7). Der Netzausbau im Weinviertel mit dem Ersatzneubau der APG-Weinviertelleitung erfolgt in Kombination mit dem NEP-Projekt 13-7 in zwei Stufen und soll bis 2021 zu einem 380/110-kV-Netzkonzept führen.</p> <p>Als kurzfristig umsetzbare Maßnahme zur Erhöhung der Einspeisekapazität für die Windkraftanlagen wurden die Projekte 12-6 und 13-3 in den NEP aufgenommen und sind in Umsetzung (Projekt 13-3; IBN Frühjahr 2016) bzw. bereits im Betrieb (Projekt 12-6) – diese Projekte ermöglichen den Netzanschluss von insgesamt max. 900 MW Windkraft im Weinviertel bis 2016.</p>		



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 erhalten werden.

Weitere Projektinformationen

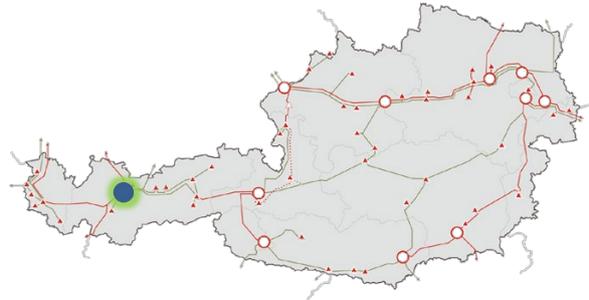
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 3)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 217); TYNDP-Package 2012 (Regional Investment Plans CCE, CCS: Projekt A103); TYNDP 2014 Projekt 186
- Ein sektorales Raumordnungsprogramm über die Windkraftnutzung wurde von der NÖ Landesregierung erstellt und am 20.05.2014 verordnet
- Koordinierte Planungen und regelmäßige Gespräche mit Netz NÖ und der Windkraftbranche
- Vorarbeitenbescheid wurde im April 2015 erteilt

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

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2019

Auslöser und technische Notwendigkeit

Ausgelöst durch geplante Erzeugungsanlagen im Westen Österreichs, durch erhöhte Interaktion mit dem europäischen Umfeld (Deutschland, Schweiz, Frankreich, Italien) sowie die allgemeine Laststeigerung kommt es vermehrt zu hohen Belastungen des bestehenden 380/220-kV-Umspanners (3 x 333 MVA = 1.000 MVA) im NK Westtirol.



Bereits jetzt kommt es bei Leitungsausfällen im südbayerischen und baden-württembergischen Raum teilweise zu Überlastung dieses Transformators, welche vermehrt nur mit Engpassmanagementmaßnahmen abgewendet werden können. Ebenso kommt es bei Ausfall eines Schenkels der Trafobank zu unzulässig hohen Flüssen im süddeutschen Hochspannungsnetz.

Durch bereits gestiegene und zukünftig erhöhte Belastungen (z.B. durch Pumpspeicherkraftwerke im Raum Kaprun, Malta und im Westen Österreichs (Silz, Kaunertal) sowie in der östlichen Schweiz) durch Flüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales bedarf es zur Erhöhung der Übertragungskapazität bzw. der (n-1)-Sicherheit der Errichtung einer zweiten Trafobank.

Projektbeschreibung und technische Daten

Errichtung einer zweiten Trafobank mit 1.000 MVA im NK Westtirol. Um eine gleichmäßige Flussaufteilung über die Transformatoren zu erreichen sowie eine entsprechende Reservefunktion durch die sechs Trafoschenkel zu erzielen, wird diese baugleich mit der bestehenden Bank geplant.

Neben den erhöhten Anforderungen an die Übertragungskapazitäten führen Kraftwerksprojekte, die stärkere Vermaschung im Übertragungsnetz und Einflüsse aus benachbarten Netzen zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung. Aktuelle Prognoserechnungen zeigen, dass es zu einer Überschreitung der Kurzschlussfestigkeit der 220-kV-Anlage in Westtirol in den kommenden Jahren kommen wird. Daher ist (auch altersbedingt) eine Ertüchtigung bzw. der Ersatzneubau der 220-kV-Schaltanlage notwendig.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

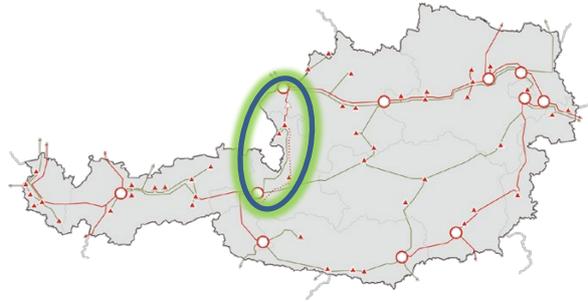
- Ermöglichen des (n-1)-sicheren Transportes infolge stetig steigender Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales sowie durch neue und zukünftige Erzeugungsanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich sowie Entwicklungen des energiewirtschaftlichen Umfelds in benachbarten Netzbereichen
- Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs

Weitere Projektinformationen

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

4.4.4 380-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: 2020/2021
<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 Masterplanprojekt 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 der ENTSO-E. 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 Anbindung der Speicherkraftwerke zur Netzregelung sowie zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie (Beispiel Windkraft) und für die Netzaufbau- und Wiederversorgungskonzepte im Falle von großen Netzstörungen von immanenter 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:

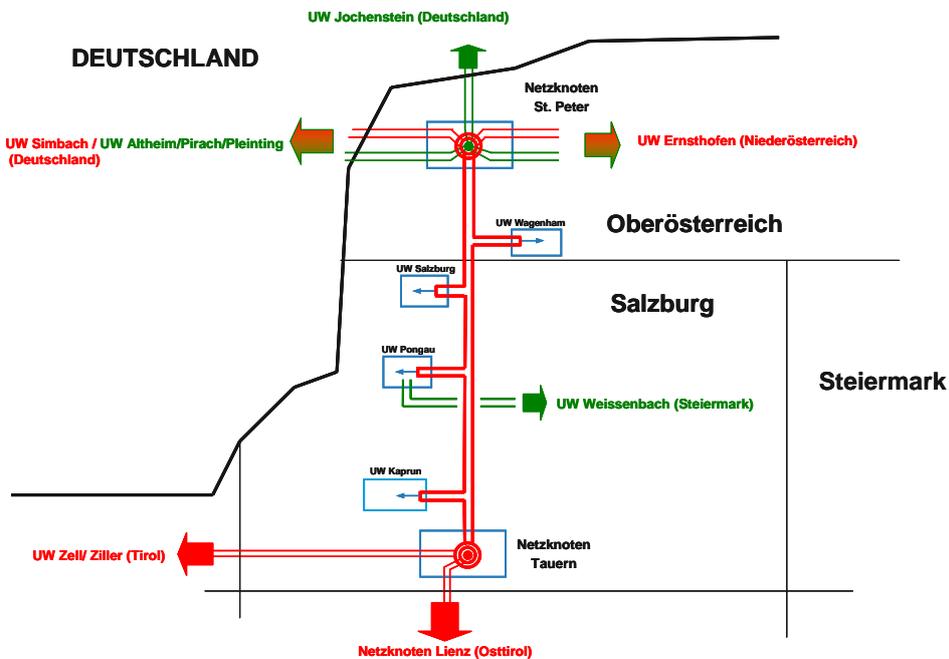
- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Netz OÖ
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Großraum Salzburg
- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH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

Die Anspeisung der o.g. Umspannwerke erfolgt mittels 1-systemiger Einschleifung in die 380-kV-Salzburgleitung.

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

Die Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern 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 verändert. Dies betrifft insbesondere das Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH, das durch zahlreiche 110-kV-Mitführungen und Neuerrichtungen von 110-kV-Netzteilen eine wesentliche strukturelle Veränderung, aber auch einen für die zukünftigen Anforderungen entsprechenden Ausbau erfährt. Diese Vorhaben sind mit der Salzburg Netz GmbH vertraglich vereinbart (Leitungskordinierungsvertrag) 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 z.B. 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 den 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 Windenergiestandorten sowie Verbraucherzentren verbunden. Ohne die Salzburgleitung können die Wasserkraftpotentiale nicht erschlossen werden 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. deutlich höhere Transportmengen ermöglicht werden.

Weitere Projektinformationen

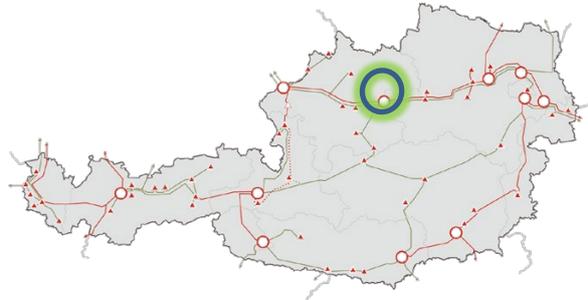
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 1)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekte 215/216); TYNDP 2012 (Projekt 47.26.216); TYNDP 2014 (Projekt 47 Investment 216)
- TEN-E Projekt (Projekte E217/6 und E256/09)
- PCI-Projekt 3.1.2
- Die Einreichung der UVE erfolgte im September 2012, das UVP-Verfahren 1. Instanz ist derzeit 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 1. Instanz ist ein Baubeginn frühestens Ende 2017 möglich, dies hat eine Inbetriebnahme 2020/21 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

4.4.5 Zentralraum Oberösterreich

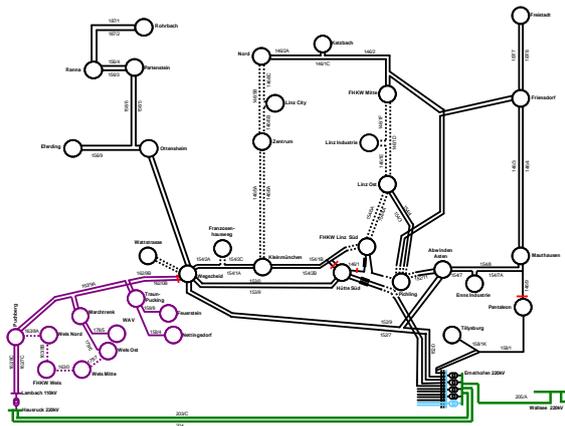
Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2020/21

Auslöser und technische Notwendigkeit

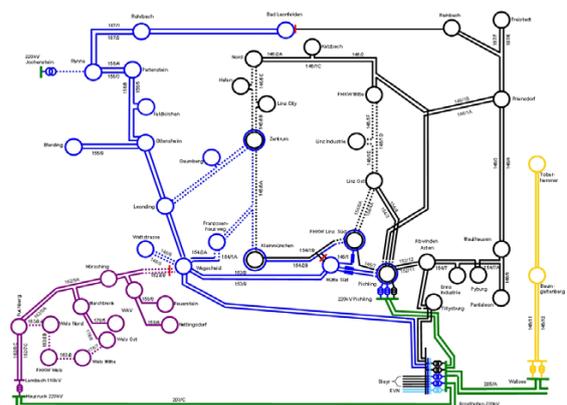
- Erreichen der Übertragungsgrenzen der 110-kV-Anspeiseleitungen des Zentralraumes Oberösterreich bzw. der (n-1)-Grenzen der bestehenden 220/110-kV-Regelhauptumspanner in Ernsthofen
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können wird eine 110-kV-Teilnetzbildung im Zentralraum Oberösterreich angestrebt.
- Ausbaupläne der Industrie (insbesondere der voestalpine)
- Stetig steigende Netzlasten (öffentlicher Bezug)
- Weitere Ausbauten im Stadtgebiet von Linz (z.B. UW Leonding, UW Leonding - UW Linz Zentrum) sowie neue Anbindung neuer Netzkunden (z.B. Datenserverfarm Kronstorf, UW Pyburg der Netz NÖ)



Projektbeschreibung und technische Daten



Ist-Ausbauzustand Zentralraum OÖ



Geplanter Ausbauzustand 2020/21

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 2020 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.
- Trennung des bestehenden 110-kV-Netzes im Zentralraum Oberösterreich 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 13 km (Nutzung bestehender Leitungstrassen)

Übertragungsleistung: Erhöhung der Anspeisekapazität auf 4 x 800 MVA ($S_{\text{therm.}}$)

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

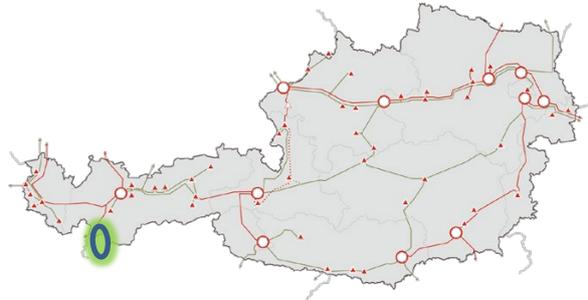
- Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Auflösung der dzt. bestehenden 4-fach-Leitung (rd. 2 km im Bereich Golfplatz Tillysburg) in den Zentralraum Oberösterreich. Schaffung von zwei räumlich weitgehend unabhängigen 220-kV-Trassen zur redundanten Anspeisung des Zentralraumes Oberösterreich direkt 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 laufend bei APG

4.4.6 Reschenpassleitung

Projektnummer: 11-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2019
<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 zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklung Italiens deuten darauf hin, dass es mittelfristig zu einer weiteren Verschärfung der Engpässen auf den bestehenden Leitungen nach Italien kommen wird. 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.</p> <p>Ein weiterer Auslöser ist die zukünftige Notwendigkeit einer Netzabstützung für das Verteilernetz von TINETZ im Raum Nauders zur Verbesserung der lokalen Versorgungssicherheit.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die Projektüberlegungen auf österreichischer Seite umfassen eine einsystemige Verbindungsleitung im Raum Nauders zur österreichisch-italienischen Grenze (Reschenpass). Anknüpfungspunkt (Umspannwerk) dieser Leitung ist die bestehende 380-kV-Leitung Westtirol – Pradella (CH). Auf italienischer Seite wird die Leitung in der Lombardia Region in das bestehende Netz eingebunden.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei. Weiters hat er positive Effekte auf die verbundenen Strommärkte, weil die zusätzliche Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien den grenzüberschreitenden Handel fördert und so die Marktintegration in beiden Ländern forciert.</p> <p>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 des Ersatzneubaus der Leitung Lienz – Soverzene eine adäquate Marktkapazität an der Übergabe Österreich – Italien sichergestellt werden.</p>		

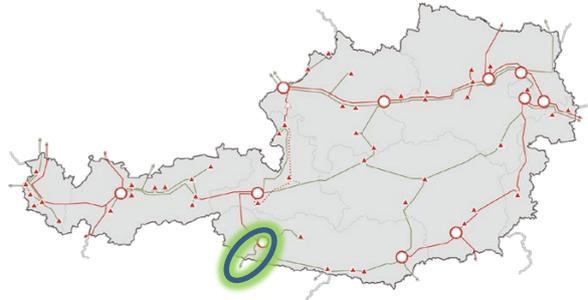


Weitere Projektinformationen

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

4.4.7 380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Veneto Region)

Projektnummer: 11-13	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2024
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die derzeit bestehende Verbindungsleitung zwischen Österreich und Italien stammt aus dem Jahr 1952 und ist mit einer thermischen Grenzleistung von 286 MVA den Anforderungen des heutigen europäischen Strommarktes nicht mehr gewachsen. Durch den starken Zubau an Speicherkraftwerken im Zentralalpenraum und die auch in Zukunft starke Importtendenz Italiens wird es mittelfristig nicht mehr möglich sein, die Energie aus diesem Netzbereich sicher abzutransportieren.</p> <p>Darüber hinaus werden altersbedingt auf der bestehenden 220-kV-Leitung mittelfristig umfangreiche Sanierungsmaßnahmen erforderlich, weshalb aufgrund der oben dargestellten steigenden Transportbedürfnisse einem Ersatzneubau als 380-kV-Leitung der Vorzug zu geben ist.</p> <p>Durch diese neue Verbindung kann eine leistungsfähige, den zukünftigen Erfordernissen hinsichtlich Ausbau erneuerbarer Energien und Integration des europäischen Marktes entsprechende Verbindung nach Italien geschaffen werden.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Das Projekt sieht den Ersatzneubau der bestehenden 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Soverzene) als einsystemige 380-kV-Leitung auf optimierter Trasse vor:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spannung: 380 kV • Leitungslänge in AT (UW Lienz - Staatsgrenze): ca. 35 km • Einsystemige Leitung <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei. Weiters hat er positive Effekte auf die verbundenen Strommärkte, weil die zusätzliche Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien den grenzüberschreitenden Handel fördert und so die Marktintegration in beiden Ländern forciert.</p> <p>Derzeit muss der sichere Netzbetrieb in diesem Raum zeitweise mittels EPM-Maßnahmen aufrechterhalten werden bzw. wurde 2012 ein 220-kV-Phasenschieber-Transformator im UW Lienz in Betrieb genommen, um den Betrieb der bestehenden Kuppelleitung zu ermög-</p>		



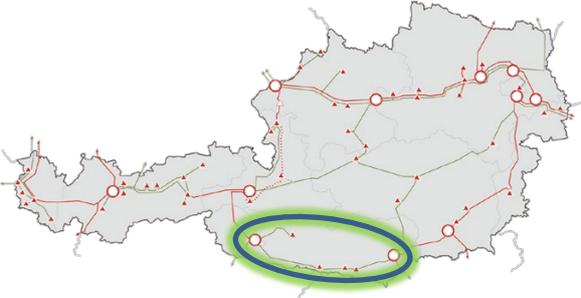
lichen. Eine Verstärkung der Netzkapazität im Sinne dieses Projektes deckt sich daher sowohl mit dem netzbetrieblichen wie auch dem marktseitigen Bedarf.

Darüber hinaus schafft dieses Projekt (in Kombination mit dem Projekt Netzraum Kärnten, Projekt 11-14) die erforderlichen Voraussetzungen, um weitere Erhöhungen der installierten Kraftwerkskapazität (Pumpspeicher) in diesem Netzraum in das Übertragungsnetz einbinden zu können.

Weitere Projektinformationen

- APG-Masterplan 2030 (Projekt 5)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 63); TYNDP 2012 & TYNDP 2014 (Projekt 26 Investment 63);
- TEN-E Projekt (Projekt E136/01), TEN-E geförderte Studie in Erstellung
- PCI-Projekt 3.2.1

4.4.8 Netzraum Kärnten

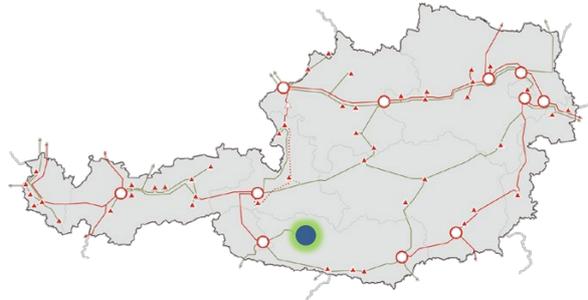
Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: ~2024
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und Europa, Potentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke, die Interaktion mit der Windkraft in Österreich und Europa (Netzregelung, Speicherung) sowie eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes der 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 des Raumes Kärnten untersucht.</p> <p>Der dargestellte Umsetzungszeitraum beruht auf den aktuellen legislatischen Rahmenbedingungen. Wird die Möglichkeit des Upgrades von Bestandsleitungen durch den Bundesgesetzgeber legislativ vorgesehen, ist dieses Projekt früher realisierbar (380-kV-Upgrade der Bestandsleitung).</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 Kärntner und österreichische Versorgungssicherheit kann langfristig gewährleistet werden. Der Netzananschluss von Kraftwerksprojekten in Kärnten wird ermöglicht. Mit dem 380-kV-Ringschluss im Süden wird eine redundante Verbindung der RES-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 (Projekt 26 Investment 218) • PCI-Projekt 3.2.2 		

4.4.9 UW Malta Hauptstufe: 220-kV-Einbindung KW Reißeck II

Projektnummer: 11-20	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2015/2016

Auslöser und technische Notwendigkeit

Das Projekt dient dem Netzanschluss des in Fertigstellung befindlichen Pumpspeicherkraftwerks (PSKW) Reißeck II. Dieses sieht mit 2 zusätzlichen Pumpturbinen zu je 215 MW eine Erweiterung bzw. Verbindung der hydraulischen Systeme vor, wodurch die bestehenden Ressourcen besser genutzt werden können. Der Speicher Großer Mühdorfer See wird dem Kraftwerk als Oberbecken dienen. Von dort führt ein neu zu errichtender Triebwasserweg in das neue Kraftwerk, welches als Kaverne ausgeführt wird. Der unterwasserseitige Triebwasserweg verbindet das neue Kraftwerk mit dem bestehenden Triebwasserstollen der Speicher Gößkar und Galgenbichl der Maltagruppe, welcher zur Kraftstation Rottau führt. Diese Speicher der Maltagruppe dienen dem PSW Reißeck II als Unterbecken.



Projektbeschreibung und technische Daten

Das Kraftwerk weist eine Leistung von 430 MW im Turbinen- und Pumpbetrieb auf. Somit wird im Turbinenbetrieb eine Leistungssteigerung der bestehenden Kraftwerksgruppen um mehr als 40% erreicht, ohne zusätzliche Wasserressourcen zu beanspruchen. Im Pumpbetrieb wird die Leistung von 425 MW auf 855 MW gesteigert.

- Engpassleistung Turbinenbetrieb: 430 MW
- Maschinensatz-Nennleistung Turbinen- /Pumpbetrieb: 2 x 215 MW
- Nenn-Scheinleistung Generator/Motor: 2 x 240 MVA
- Mittlere Rohfallhöhe: 595 m

Die Einspeisung erfolgt direkt in die 220-kV-Schaltanlage des UW Malta Hauptstufe und damit in das Übertragungsnetz der APG.

Die Energieab- und -zuleitung beinhaltet alle neu zu errichtenden Anlagen inklusive der Erweiterung des Umspannwerkes Malta Hauptstufe um das 220-kV-Schaltfeld „288 Reißeck II“ und stellt den Netzanschluss an das Übertragungsnetz bzw. den Netzzutritt des PSKW Reißeck II dar. Für die Ab- und -zuleitung der elektrischen Energie von der Kavernenkraftstation im Mühdorfer Graben (Kraftstation Burgstall) bis zum rund 3,5 km entfernten Umspannwerk Malta Hauptstufe der APG wird ein unterirdisches Energiekabelsystem durch den Netzanschlusswerber errichtet.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit dem Projekt wird der Netzanschluss des PSKW Reißbeck II ermöglicht. Durch das Projekt Reißbeck II werden wesentliche Anlagen des bestehenden Kraftwerksstandortes mitverwendet sowie effizienter genutzt (Speicher, Triebwasserweg, Infrastruktur) und mit den Neuanlagen eine weitere Effizienzsteigerung des gesamten Kraftwerksstandortes erreicht.

Der Nutzen des Vorhabens ist daher darin begründet, dass den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes, der sicheren elektrischen Energieversorgung Österreichs und zusätzlich energiepolitischen Zielsetzungen in nachfolgenden Punkten verantwortungsbewusst Rechnung getragen wird:

- Wesentlicher Beitrag zur Stromversorgungssicherheit durch flexible Einsatzweise (Stromproduktion oder Energieaufnahme)
- Sichere Strombedarfsdeckung in Spitzenverbrauchszeiten und Bereitstellung von Ausgleichsenergie
- Steigerung der Effizienz bestehender Wasserkraftanlagen und Ausbau bestehender Kraftwerksstandorte

Weitere Projektinformationen

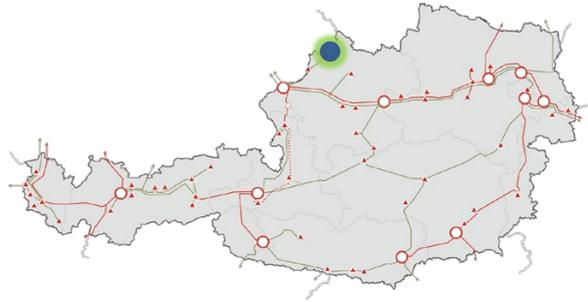
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch VERBUND Hydro Power AG
- Zeitplan: Die Errichtung des Kraftwerkes befindet sich in der Finalphase. Die Errichtung der Anlagenteile zur Netzeinbindung des KW Reißbeck II erfolgt durch VERBUND Hydro Power AG, seitens APG sind begleitende Arbeiten für die Inbetriebnahme erforderlich
- Die Inbetriebnahme des Kraftwerks wurde durch Verzögerungen im Bau bzw. durch Probleme beim Druckstollen auf Frühjahr 2016 verschoben

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

Projektnummer: 11-22	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017

Auslöser und technische Notwendigkeit

Das obere Mühlviertel mit den Umspannwerken Partenstein, Ranna und Rohrbach wird über eine 73 km lange 2-systemige 110-kV-Freileitung aus Wegscheid versorgt. In diese Leitung eingebunden sind auch das Umspannwerk Eferding sowie das Donaukraftwerk Ottensheim.



Die derzeit zur Verfügung stehende Zweitanspeisung 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 Netzverfügbarkeit. Das zeitlich absehbare Ende der technischen Nutzungsdauer dieser Leitung ist vom zuständigen deutschen Netzbetreiber mit Ende 2016 angegeben und unterstreicht den raschen Handlungsbedarf zusätzlich.

Projektbeschreibung und technische Daten

Als Ersatz der bestehenden Zweitanspeisung über die 110-kV-Leitung Ranna - Staatsgrenze (DE) ist die Errichtung einer 220/110-kV-Netzkuppelstelle im Umspannwerk Jochenstein (Deutschland) der Donaukraftwerk Jochenstein AG durch die APG und einer 110-kV-Erdkabelleitung von Jochenstein nach Ranna durch die Netz OÖ geplant.

- APG: Netzkupplung 220/110-kV (APG) Umspannleistung: 2 x 200 MVA (Endausbau)
- Netz OÖ: 110-kV-Erdkabelleitung von Jochenstein nach Ranna
 - Kabellänge: 2 Systeme mit je 4,8 km Länge (Endausbau)
 - Übertragungsleistung: 2 x 200 MVA (Endausbau)

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

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

Weitere Projektinformationen

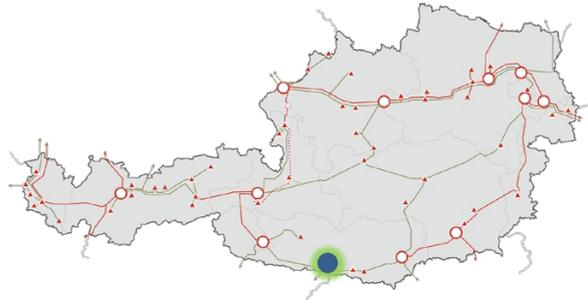
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Netz OÖ

4.4.11 UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG

Projektnummer: 11-23	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017

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 aufgebaut wurde, an die Anforderungen eines zeitgemäßen Stromversorgungsnetzes. Das Erfordernis 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 ist als zweissystemige Einschleifung in die bestehende 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach geplant, wobei die Umspannung mittels zweier Regelhauptumspanner mit einer Leistung von je 300 MVA erfolgen soll.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Einerseits werden damit die Erfordernisse zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit sowohl im 110-kV-Ostnetz als auch -Westnetz 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

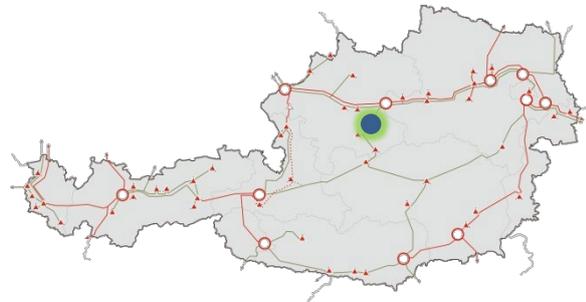
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation seitens KNG
- Seit Mitte Oktober 2015 erfolgt ein Baustopp seitens KNG wegen Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes mit Aufhebung des UVP-Feststellungsbescheides und von Genehmigungsbescheiden der KNG. APG wird ebenfalls entsprechende Maßnahmen setzen.
- Die geplante Inbetriebnahme 2017 wird sich dadurch verzögern, und es ergeben sich markante nachteilige Auswirkungen für die Versorgungssicherheit in Kärnten.

4.4.12 UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Energiespeicher Bernegger

Projektnummer: 11-24	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2019/2020

Auslöser und technische Notwendigkeit

Herstellung des Netzanschlusses für die Einbindung des geplanten Pumpspeicherkraftwerkes (PSKW) Energiespeicher Bernegger in das APG-Netz.



Das PSKW weist folgende Kenngrößen auf:

- Engpassleistung Turbinenbetrieb elektrisch: 300,0 MW
- Leistungsaufnahme Pumpbetrieb elektrisch: 326,4 MW
- Maschinensatz-Nennleistung Turbinenbetrieb elektrisch: 2 x 150,0 MW
- Maschinensatz-Nennleistung Pumpbetrieb elektrisch: 2 x 163,2 MW
- Nenn-Scheinleistung Generator/Motor: 2 x 190 MVA
- Ausbauwassermenge Turbinenbetrieb: 2 x 28,7 m³/s
- Ausbauwassermenge Pumpbetrieb: 2 x 22,2 m³/s
- Maximale / minimale Rohfallhöhe: 654 / 610,5 m

Projektbeschreibung und technische Daten

Das UW Molln wird als zweissystemige Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen – Pyhrn/Weissenbach (Sys.Nr. 201B/202) nach den Planungsgrundsätzen der APG projektiert.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Der energiewirtschaftliche Nutzen des Gesamtvorhabens (PSKW samt zugehörigem UW Molln) ist, 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.

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.

Das Gesamtvorhaben erfüllt genau diese Anforderung nach zusätzlichen regulativen Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise erhöhter Bereitstellung von Ausgleichsenergie infolge geänderter Erzeugungsformen und ausgeprägter Lastprofile des Verbrauchs. Durch den individuellen Einsatz entweder im Pumpbetrieb (Energieaufnahme) oder im Turbinenbetrieb (Stromproduktion) ist das Gesamtprojekt in der Lage, stabilisierend zu wirken und leistet somit einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit.

Weitere Projektinformationen

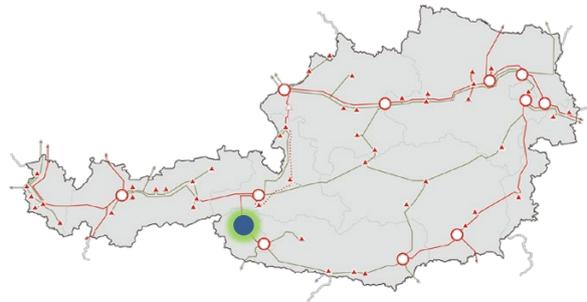
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch Bernegger GmbH
- Die Bewilligung nach dem Starkstromwegegesetz wurde mit Bescheid BMWFJ-55.050/0080-IV/5a/2011 vom 28.6.2011 erteilt

4.4.13 UW Landschütz: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ

Projektnummer: 11-25	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2018

Auslöser und technische Notwendigkeit

Das Iseltal in Osttirol wird derzeit über eine ca. 36 km lange 110-kV-Einfachleitung versorgt. In diese 110-kV-Einfachleitung sind dzt. 4 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 Versorgungssicherheit ((n-1)-Sicherheit) am nördlichen Ende der 110-kV-Leitung eine zusätzliche Netzabstützung aus der direkt vorbeiführenden 380-kV-Leitung Lienz – Tauern errichtet werden. Durch diese zusätzliche Netzabstützung kann die schon teilweise über 50 Jahre alte – streckenweise noch mit Holzportalmasten ausgeführte – 110-kV-Leitung der TINETZ anschließend ohne größere Probleme saniert werden. Weiters kann bei Störungen im bereits bestehenden 380/220/110-kV-Knoten Lienz der Bezirk Osttirol im Wesentlichen 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, Gemeinde Matrei i.O., Landschütz – Gruben, im Bereich des bereits bestehenden 110/6-kV-UW Gruben, die Einbindung des neuen UW als einsystemige Einschleifung in die vorbeiführende 380-kV-Leitung Lienz – Tauern der APG und Einbindung der in diesem Bereich endenden 110-kV-Einfachleitung Iseltal bzw. Inkludierung von Teilen des bestehenden 110-kV-Umspannwerkes UW Gruben der TINETZ. Die thermische Übertragungsfähigkeit des 380/110-kV-Umspanners im neuen UW wird ca. 200 MVA betragen. Weiters ist die Errichtung einer 110-kV-Erdschlusslöschspule seitens TINETZ vorgesehen.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Herstellung der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz Iseltal
- Erhöhung der Versorgungssicherheit im Bezirk Osttirol
- Ermöglichung von erforderlichen Abschaltungen im 110-kV-Netz für betriebliche Erfordernisse
- Integration von erneuerbaren Energieträgern in das Verteilernetz (z.B. Kleinwasserkraftwerke)

Weitere Projektinformationen

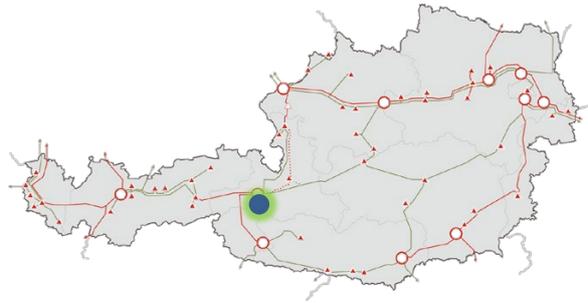
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation von TINETZ
- Genehmigung nach Starkstromwegerecht liegt vor

4.4.14 Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun – NK Tauern

Projektnummer: 12-1	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2016/17

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die Verbund Hydro Power GmbH (VHP) plant am Kraftwerksstandort Kaprun den Ausbau der Hauptstufe Kaprun (Projekt Effizienzsteigerung KW Kaprun-Hauptstufe). Das Projekt führt zu einer Leistungserhöhung der 3. u. 4. Maschine der Kaprun Hauptstufe von dzt. rd. 70 MVA auf ca. 100 MVA je Maschine. Die 110-kV- und 220-kV-Schaltanlagen der APG in Kaprun sind jedoch nicht auf diese Leistungssteigerung ausgelegt und müssten ertüchtigt werden. Unter Berücksichtigung der geplanten Ausbauschritte der Salzburgleitung wurde anstelle der Ertüchtigung und anstehenden Sanierung der 110-kV- und 220-kV-Schaltanlage ein zukunftsfähiges Gesamtprojekt entwickelt, welches abgestimmt mit der Salzburgleitung die Errichtung einer 380-kV-SF6-Anlage im UW Kaprun und die Umrüstung der bestehenden 220-kV-Leitung Tauern – Kaprun auf 380 kV (inkl. 380-kV-Einbindung im NK Tauern und Ausbau von zwei 380-kV-Schaltfeldern) vorsieht.



Projektbeschreibung und technische Daten

- Ersatz der 220-kV-Ebene im UW Kaprun durch eine 380-kV-SF6-Schaltanlage
- Errichtung von zwei 380/110-kV-Transformatoren mit 300 MVA inkl. 30-kV-EB-Anlage
- Umstellung der Schaufelbergleitung (Tauern – Kaprun) auf 380 kV und Einbindung in die bestehende 380-kV-Anlage NK Tauern und in die neu zu errichtende 380-kV-Anlage im UW Kaprun.
- Ausbau NK Tauern um zwei 380-kV-Schaltfelder

Seitens VHP sind zur Effizienzsteigerung des Kraftwerks Kaprun-Hauptstufe folgende Maßnahmen vorgesehen:

- Erneuerung Generatoren G3 und G4 (inkl. Generatorableitungen Synchronisierungsleistungsschalter)
- Ersatz Transformatoren U3 und U4 durch einen Dreiwicklungstransformator und Einbindung in die neue 380-kV-SF6-Schaltanlage Kaprun der APG
- Adaption 16-kV-Eigenbedarfsnetz

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die geplanten Ausbauschnitte der Salzburgleitung wurden bei der Planung berücksichtigt, ebenso, dass die Kraftwerksgruppe Kaprun im Netzwiederaufbaukonzept der APG eine wesentliche Rolle spielt. Durch die direkte 380-kV-Netzanbindung der derzeit auf der 110-kV-Netzebene einspeisenden Maschinen des Kraftwerks Kaprun-Hauptstufe ergeben sich mit der Schwarzstartfähigkeit dieser Maschinen für den Netzwiederaufbau bedeutende Vorteile. Beim Netzwiederaufbau mit direkt an die 380-kV-Ebene einspeisenden Maschinensätzen können die Leitungszüge im Übertragungsnetz schneller bespannt und regionale Netzeinseln gebildet werden. Der wesentliche Vorteil der weiträumigen 380-kV-Leitungszüge (wie z.B. Salzburgleitung) für den Netzwiederaufbau ist, dass die Spannung rasch und mit weniger Schaltheandlungen weitergeschaltet werden kann.

Zudem stellt das UW Kaprun eine zentrale Anspeisung des 110-kV-Netzes der Salzburg Netz GmbH dar weshalb der Ersatzneubau der Netzabstützung Kaprun auf 380 kV darüber hinaus Relevanz für die Versorgungssicherheit im Raum Pinzgau und Pongau hat.

Weitere Projektinformationen

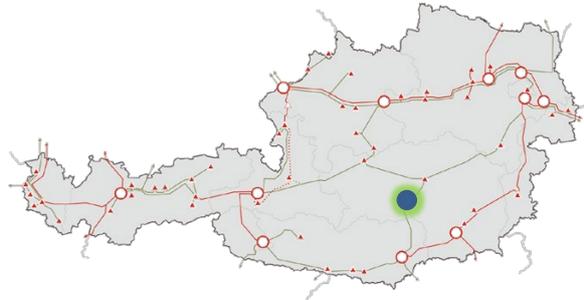
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch VERBUND Hydro Power GmbH

4.4.15 UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung EN Steiermark

Projektnummer: 12-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2015

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die Notwendigkeit der Errichtung eines weiteren 220/110-kV-Übergabepunktes ergibt sich durch den zusätzlichen lokalen Leistungsbedarf in der Größenordnung von ca. 100 MW im oberen Murtal (wie z.B. ZPA Pöls, VA Tech und ÖBB St. Michael) in den nächsten Jahren. Auch ist die (n-1)-sichere Versorgung im oberen Murtal trotz Kuppelmöglichkeit mit dem 110-kV-Netz in Kärnten über längere Zeitabschnitte nicht mehr gegeben.



Zudem führen die in der Zwischenzeit errichteten zahlreichen dezentralen Erzeugungsanlagen im oberen Murtal zu einer unzulässigen Anhebung des Spannungsniveaus, das in mehreren Lastfällen bereits die zulässigen Grenzwerte erreicht hat und in den Umspannwerken Teufenbach und Bodendorf trotz der umfangreichen Maßnahmen im 110-kV-Netz nicht mehr ausgeregelt werden kann.

Projektbeschreibung und technische Daten

Der Projektumfang umfasst den Umbau der 220-kV-Schaltanlage im bestehenden UW Zeltweg und den Ausbau einer 220/110-kV-Umspannung durch APG sowie den Ausbau einer 110-kV-Anlage durch EN Steiermark. Im Erstausbau ist die Netzkupplung über einen 220/110-kV-Umspanner mit einer Nennleistung von 200 MVA vorgesehen. Im Endausbau ist die Ergänzung um einen zweiten 220/110-kV-Umspanner in der Planung vorgesehen.

Durch die Stilllegung des Kraftwerkes ist darüber hinaus die Neuerrichtung eines Betriebsgebäudes inkl. aller erforderlichen Hilfs- und Nebenanlagen erforderlich.

Die Einbindung des steirischen 110-kV-Netzes erfolgt durch eine 110-kV-Doppelleitung der EN Steiermark. Das bestehende KW Fischeing wird durch die Mitführung eines gesonderten 110-kV-Systems in die neue 110-kV-Anlage des UW Zeltweg/Oberes Murtal eingebunden.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit der Errichtung des UW Zeltweg/Oberes Murtal und dessen (n-1)-sichere Anbindung an das bestehende Netz wird die Versorgungssicherheit des oberen Murtales langfristig sichergestellt. Darüber hinaus werden weitere Anschlüsse industrieller Großabnehmer und dezentraler Erzeuger ermöglicht und durch die Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netz die Auswirkungen von Netzurückwirkungen in diesem Netzbereich minimiert. Es wird damit den

hochvolatilen Last- und Erzeugungslastgängen durch die industrielle Energieverwendung und die dezentrale Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (insbesondere Kleinwasserkraftanlagen) im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität Rechnung getragen. Auch werden die bestehenden und stark gewittergefährdeten 110-kV-Verbindungen entlastet, wodurch mit der Inbetriebnahme den Planungs- und Betriebsanforderungen der „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR) entsprochen wird.

Weitere Projektinformationen

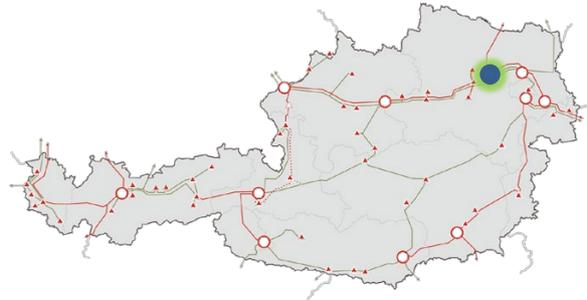
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der EN Steiermark
- Inbetriebnahme erfolgte im Juni 2015

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

Projektnummer: 12-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017

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 um ein Mehrfaches. 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 bereits jetzt die gesamte Leistung der beiden Hauptumspanner (200 und 300 MVA) aus.



Um die Umspannerkapazität des UW Dürnrrohr für die geplante Einspeisung aus Erneuerbaren gesichert 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 Erzeugungslleistung (Windkraft, PV) bis zu 350 MW (das entspricht der Leistung des Kraftwerks Dürnrrohr) in das 110-kV-Netz in der betrachteten Region 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.

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

- Errichtung eines 380-kV-Schaltfeldes im UW Dürnrrohr durch APG für die Einbindung des KW Dürnrrohr (EVN-Block) auf 380 kV
- Seitens EVN erfolgt der Austausch des Blockumspanners des EVN-Kraftwerks Dürnrrohr von 110/20 kV auf 380/20 kV

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Ermöglichung des Abtransportes 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 Erneuerbaren Energien.

Weitere Projektinformationen

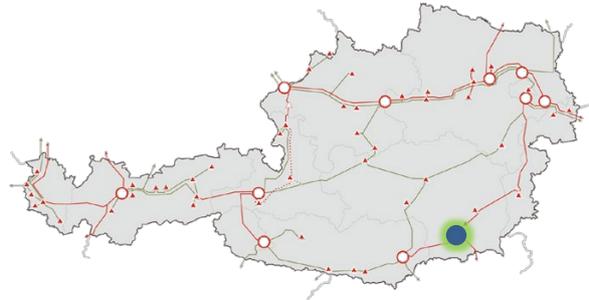
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Netz NÖ

4.4.17 UW Kainachtal: Vierter 380/110-kV-Umspanner EN Steiermark

Projektnummer: 12-8	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2015

Auslöser und technische Notwendigkeit

Das 110-kV-Hochspannungsnetz der Energienetze Steiermark (EN) wird als erdschlussstromkompensiertes Netz betrieben. Es weist eine Systemlänge von rd. 1.872 km auf und musste bis dato – insbesondere auf Grund der eingeschränkten Abstützung aus dem vorgelagerten Netz bis zum Ringschluss durch die 380-kV-Steiermarkleitung



– trotz seiner großen geographischen Ausdehnung als ein galvanischer Netzteil betrieben werden, obwohl die Erdschlusslöschgrenze nahezu erreicht ist. Vor diesem Hintergrund ist der weitere Ausbau des Netzes durch Freileitungs- und Kabelverbindungen nicht mehr möglich.

Die allgemeinen Laststeigerungen, speziell im Großraum Graz, sowie die Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit (Ringschlüsse, Verstärkungen und Neubauten) erfordern in den nächsten Jahren den zwingenden weiteren Ausbau des 110-kV-Netzes. Um diesen notwendigen Ausbau realisieren zu können, ist aufgrund der Erdschlussstromproblematik die Auftrennung des steirischen 110-kV-Netzes in mehrere Netzteile unumgänglich.

Mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Steiermarkleitung wurden nunmehr die Voraussetzungen für eine Auftrennung des 110-kV-Netzes in ein Nord-, Ost- und Westnetz geschaffen. Nicht zuletzt war die Notwendigkeit zur Netztrennung auch ein wesentliches Argument im UVP-Verfahren der Steiermarkleitung.

Zur Sicherstellung der (n-1)-sicheren Abstützung der dabei entstehenden Teilnetze, insbesondere des Ost- und Westnetzes, ist konsequenter Weise der Ausbau der Umspannerkapazitäten in den 380/110-kV-Umspannwerken Kainachtal/Zwaring und Oststeiermark/Wünschendorf (Projekt Nr. 12-2 – bereits umgesetzt) erforderlich.

Projektbeschreibung und technische Daten

Der Projektumfang im UW Kainachtal/Zwaring umfasst den Ausbau des vierten 380/110-kV-Umspanners mit einer Nennleistung von 300 MVA inkl. der zugehörigen Schaltfelder zur Sicherstellung der (n-1)-sicheren Versorgung im Großraum Graz und in der südlichen Steiermark. Dieser Ausbau war bereits bei der Neuerrichtung des UW Kainachtal vorgesehen, wurde bereits damals in den Planungsunterlagen erwähnt und in der Folge auch beim Ausbau des RHU3 berücksichtigt.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit der Erweiterung des UW Kainachtal durch den vierten 380/110-kV-Regelumspanner wird die notwendige Herstellung der Netztrennung im steirischen 110-kV-Netz ermöglicht und die (n-1)-sichere Versorgung des Großraum Graz – mit einer überproportionalen Leistungssteigerung von > 3% p.a. – mit den Teilnetzen Ost und West gewährleistet.

Die Auftrennung des 110-kV-Netzes begrenzt auch die Störungen durch Blitzeinschläge auf das jeweilige Teilnetz.

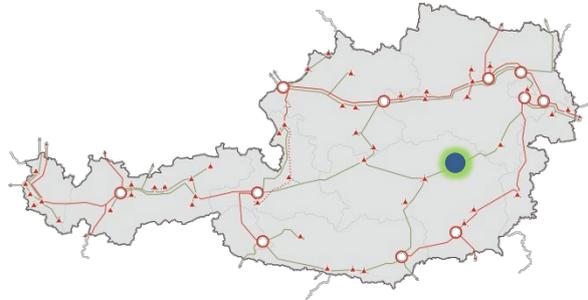
Mit dem Endausbau des UW Kainachtal (und des UW Oststeiermark) ist die (n-1)-sichere Bedarfsdeckung im steirischen 110-kV-Netz unabhängig vom jeweiligen Kraftwerkseinsatz sichergestellt und entspricht mit der Inbetriebnahme den Planungs- und Betriebsanforderungen der „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR).

Weitere Projektinformationen

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der EN Steiermark

4.4.18 UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung EN Steiermark

Projektnummer: 12-9	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2018/2019
<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 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 Hesenberg – Ternitz in die neue 220-kV-Anlage und im Erstausbau die Errichtung eines 220/110-kV-Umspanners mit der Baugröße von 200 MVA. • Im Endausbau ist eine installierte Umspannerleistung von insgesamt zweimal 200 MVA vorgesehen. Entsprechende Platzreserven werden daher berücksichtigt. • 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 (Auflösung des gekoppelten 110-kV-Netzes im UW Müzzuschlag) erreicht werden.

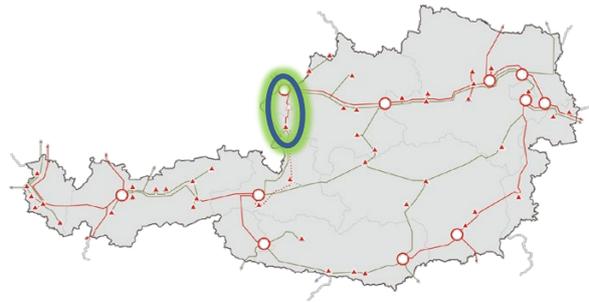
Weiters stellt die Inbetriebnahme des UW Hadersdorf /Mürztal eine wesentliche Voraussetzung für den (n-1)-sicheren Energieabtransport der im Mürztal geplanten Windparkerzeugungsanlagen dar.

Weitere Projektinformationen

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der EN erfolgt

4.4.19 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 (siehe hierzu 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. Der Abschluss der Ergänzungsmaßnahmen in Verbindung mit dem Investitionsprojekt 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg ist für 2015 vorgesehen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verkabelung von Mittelspannungsleitungen: Zur Umsetzung des 1. Abschnitts der 380-kV-Salzburgleitung vom NK St. Peter zum UW Salzburg waren umweltverbessernde 		



Kompensationsmaßnahmen in Form der abschnittswisen Erdverkabelung von Freileitungen in Ortsgebieten erforderlich. Aus Ressourcen- und Effizienzgründen, wie etwa die Koordinierung mit anderen Maßnahmen, konnten diese nicht bis zu Inbetriebnahme der Salzburgleitung durchgeführt werden, sondern erfolgen bis 2015.

- Ornithologisches Monitoring zur Evaluierung der Wirksamkeit der Markierungen der Seile über 3 Jahre (Einsatz eines speziellen Radargerätes, umfangreiche Tag- und Nachtbeobachtungen, Einsatz eines Suchhundes zur Auffindung von Kollisionsopfern, etc.)
- Kontrolle der Wiederbewaldungs- und Ersatzaufforstungsflächen bis zur Sicherung der Kulturen (Beauftragung einer forstökologischen Bauaufsicht), welche voraussichtlich bis 2015 erreicht werden
- Kontrolle der Rekultivierungen, Kontrolle der Befestigungsart der Zufahrtswege, Kontrolle der Bodenverdichtungen (Gutachten inkl. Probenahme und Laboruntersuchungen) durch eine bodenkundliche Bauaufsicht bis 2014
- 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

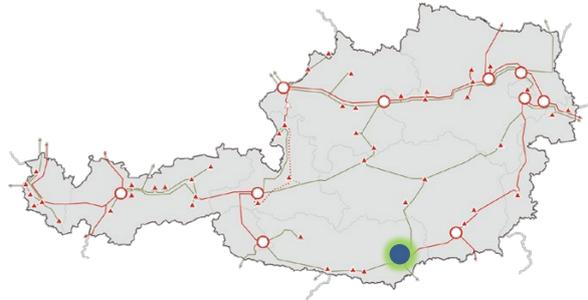
- Projekt ist rechtskräftig genehmigt und der Teilabnahmebescheid liegt vor
- Der erste Abschnitt des Projektes 380-kV-Salzburgleitung wurde im Rahmen der Langfristplanung 2008 vom BMWFJ inklusive der hier angeführten Maßnahmen genehmigt

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

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

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. Die bereits in Bau befindlichen und geplanten Pumpspeicherkraftwerke (insbesondere im Alpenraum, z.B. Reißbeck II) und deren Interaktion mit den erneuerbaren Energien 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.



Die bereits in Bau befindlichen und geplanten Pumpspeicherkraftwerke (insbesondere im Alpenraum, z.B. Reißbeck II) und deren Interaktion mit den erneuerbaren Energien 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 600 MVA
- Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen

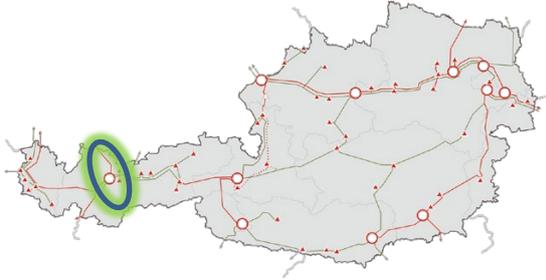
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- 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

- Im Rahmen des Vorprojektes erfolgt die Detailplanung. Da die 220-kV-Schaltanlage in Obersielach an die Grenzen der Kurzschlussfestigkeit und Sammelschienenendimensionierung stößt und altersbedingt Sanierungsmaßnahmen sowie der Tausch des RHU3 für 2015 (vgl. Projekt 12-12) und weitere Maßnahmen anstehen, wird eine Bündelung der Maßnahmen im Zeitraum 2015 – 2017 erfolgen.

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

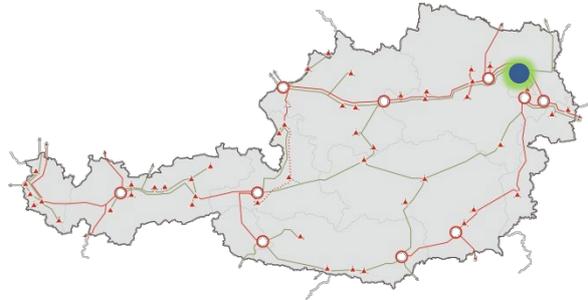
Projektnummer: 13-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2019/20
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland (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.</p>		
		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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. 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.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Die durch die Umstellung der Spannungsebene erhöhte Übertragungskapazität erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit Windenergieanlagen und Erneuerbaren in Europa. Österreich und Deutschland bilden derzeit ein Marktgebiet mit einem Marktpreis als Teil des europaweit angestrebten Strombinnenmarktes. Mit der Umstellung des Leitungssystems „Memmingen“ auf 380-kV-Betrieb werden erhöhte Austauschleistungen möglich sein. Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert (auf ca. ein Drittel).</p>		
<p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Masterplan 2030 (Projekt 7) • ENTSO-E TYNDP 2012 (Projekt 47.A76) & TYNDP 2014 (Projekt 47 Investment 689) • Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2013, 2014 Deutschland Projekt (P74) 		

4.4.22 UW Bisamberg: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ

Projektnummer: 13-3	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2016

Auslöser und technische Notwendigkeit

Im Bereich des östlichen Weinviertels beträgt derzeit (Dezember 2014) die installierte Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen rund 520 MW und übersteigt damit den gesicherten Verbrauch um einen Faktor 10. Basierend auf dem von der Niederösterreichischen Landesregierung entwickelten sektoralen Raumordnungsprogramm und Projektinformationen ist zukünftig eine Steigerung auf eine Gesamtleistung von bis zu 1.500 MW zu erwarten. Zudem bestehen entsprechende Potentiale für einen Zubau von Photovoltaikanlagen.



Die den Verbrauch übersteigende Windkraftleistung muss ins überlagerte APG-Netz rückgeliefert werden. Dazu wurde gemeinsam mit Netz NÖ ein koordiniertes Netzverstärkungskonzept entwickelt, das neben umfangreichen 110-kV-Leitungsverstärkungen und Umspannwerksneu- und -umbauten im Bereich der Netz NÖ auch die Verstärkung/Erweiterung der 380/110-kV-Netzabstützung im UW Bisamberg vorsieht.

In Verbindung mit dem Projekt 12-6 können nach Fertigstellung bis zu max. 900 MW Windkraft im Bereich des Weinviertels errichtet werden. Zur adäquaten Netzintegration der darüber hinaus in diesem Bereich geplanten Windkraft ist eine Verstärkung der Übertragungsnetzinfrastruktur im Weinviertel erforderlich (Projekte 13-7 und 11-8).

Mit den Projekten 12-6 und 13-3 erfolgt ein umfangreicher Ausbau des 380-kV-Netzknotens in Bisamberg. Der 380-kV-Netzknoten stellt einen Teil des 380-kV-Ringes, einen Netzknoten mit nationaler Bedeutung und insbesondere eine der beiden Hauptanspeisungen des Großraumes Wien dar. Um im Zuge von Revisionen bzw. Instandhaltungsarbeiten auch zukünftig einen sicheren Netzbetrieb und die nötige Flexibilität (z.B. besondere Schaltzustände, zunehmende volatile Leistungsflüsse) gewährleisten zu können, ist zudem der Ausbau der dritten 380-kV-Sammelschiene im UW Bisamberg erforderlich. Die dritte Sammelschiene ist im Anlagenlayout platzmäßig berücksichtigt und kann nun im Zuge der Errichtung des dritten und vierten 380/110-kV-Transformators für die Windkrafteinbindung unter Nutzung von Synergien kostengünstig im Projekt mitabgewickelt werden.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines vierten 380/110-kV-Umspanners mit einer Leistung von 300 MVA
- Errichtung des zugehörigen Schaltfeldes in der 380-kV-Schaltanlage
- Errichtung einer zweiten 380-kV-Kupplung, Erweiterungen Sekundärtechnik 380 kV
- Errichtung einer dritten 380-kV-Sammelschiene
- Erweiterung der 110-kV-Schaltanlage der Netz NÖ

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Ermöglichung des Abtransportes der wachsenden Erzeugungsleistung aus dem Verteilernetz der Netz NÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien.

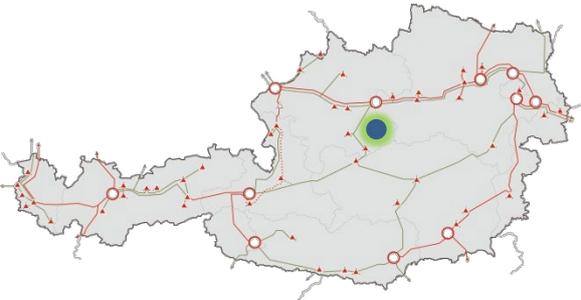
Durch den Ausbau der dritten Sammelschiene wird darüber hinaus gewährleistet, dass auch bei Abschaltung einer Sammelschiene (z.B. bei Revision eines 380-kV-Schaltfeldes) stets ein quer-gekuppelter Zwei-Sammelschienenbetrieb möglich ist. Dadurch bleibt die erforderliche Ausfalls- bzw. Versorgungssicherheit gewährleistet und die Sammelschienen können trotz steigender Anschlussleistungen weiterhin im Rahmen der Belastungsgrenzwerte betrieben werden. Die Errichtung der dritten Sammelschiene ist insbesondere für die 380-kV-Nord-Anspeisung des Großraumes Wien von hoher Bedeutung.

Mit der Errichtung des vierten Regelhauptumspanners stößt der Leistungsabtransport aus dem östlichen Weinviertel Richtung Bisamberg an seine obere Grenze. Die Errichtung weiterer Energieerzeugungsanlagen (v.a. Windkraftanlagen) bedarf der Errichtung eines weiteren leistungsstarken APG-Stützpunkts im Bereich Neusiedl/Zaya (Projekt 13-7) in Kombination mit einer Verstärkung des Netzraumes Weinviertel (Projekt 11-8).

Weitere Projektinformationen

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Netz NÖ
- Die Inbetriebnahme war ursprünglich für Ende 2015 geplant, durch technische Erschwernisse in der Projektumsetzung verschiebt sich die Inbetriebnahme auf Frühjahr 2016

4.4.23 UW Großraming: 110/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ

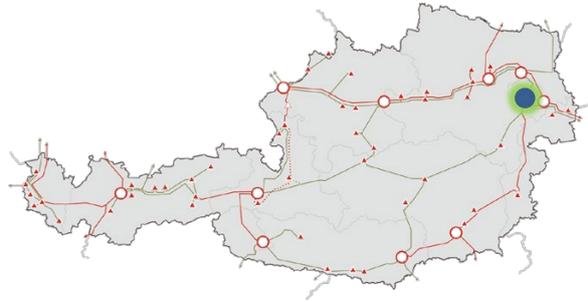
Projektnummer: 13-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitungen	Gepl. IBN: 2018
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Es liegen mehrere Netzzutrittsanfragen von Windkraftprojektwerbern an Netz OÖ im Gesamtausmaß von 70 MW in der Nähe von Großraming vor. Derzeit befinden sich in Großraming zwei 110/30-kV-Umspanner der Netz OÖ mit einer Nennleistung von je 20 MVA im Einsatz. Um die erwartete zusätzliche Windenergie abtransportieren zu können, ist eine Erweiterung der Umspannerkapazität erforderlich.</p> <p>Durch die zusätzliche Einspeiseleistung im Umspannwerk Großraming kommt es außerdem zu einer Erhöhung der Leistungsflüsse auf den, in Abhängigkeit der lokalen Wasserkrafterzeugung und Last, bereits heute zeitweise hoch ausgelasteten 110-kV-Leitungen der APG zwischen Großraming und Rosenau sowie zwischen Rosenau und Steyr-Fischhub.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Derzeit befinden sich unterschiedliche Varianten zur Erweiterung der Netzabstützung in Großraming in Abstimmung mit Netz OÖ in Planungsüberlegung. Eine aktuelle Planungsvariante sieht den Ersatz der bestehenden 110/30-kV-Umspanner durch leistungsstärkere Einheiten sowie die Errichtung eines zusätzlichen 110/30-kV-Umspanners durch Netz OÖ vor. Die Anbindung der Umspanner erfolgt an die 110-kV-Schaltanlage der APG.</p> <p>Abhängig vom tatsächlichen Umfang des Windkraftausbaus werden darüber hinaus Notwendigkeit und Möglichkeiten zur Ertüchtigung der bestehenden 110-kV-Leitung sowie der Schaltanlagen im Ennstal (UW Großraming, UW Rosenau) evaluiert.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Ermöglichung des Abtransportes von Windenergie aus dem Verteilnetz der Netz OÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Netz OÖ • Im Oktober 2014 hat Netz OÖ eine Aktualisierung der Netzanfrage in Form einer reduzierten Einspeiseanfrage (70 MW statt 110 MW) an APG übermittelt 		

4.4.24 UW Wien Südost: Einbindung 380-kV-Leitung nach Simmering (Wiener Netze)

Projektnummer: 13-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2021

Auslöser und technische Notwendigkeit

Seitens Wiener Netze GmbH besteht der Bedarf für eine zusätzliche 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 42 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. Bereits 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 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 zu verschwenkenden 380-kV-Doppelleitung der Wiener Netze GmbH 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

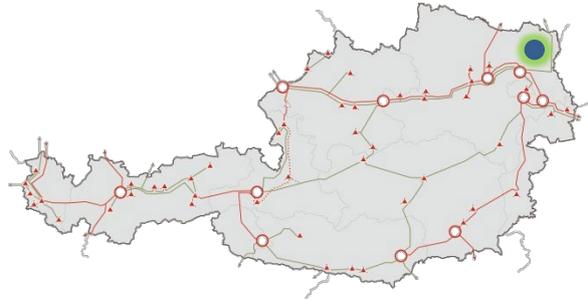
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation seitens Wiener Netze
- Positiver Baubescheid der MA 22 nach Wiener Naturschutzgesetz für Anlagenteile von Wiener Netze
- Positiver Bau- und Betriebsbewilligungsbescheid der MA 64 nach dem Wiener Stark-

stromwegegesetz für Anlagenteile von Wiener Netze

- Im ersten Bauabschnitt für die erste Ausbaustufe wird die Freileitung errichtet (2015/16). 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 2021 geplant.

4.4.25 UW Neusiedl/Zaya: Netzabstützung Netz NÖ

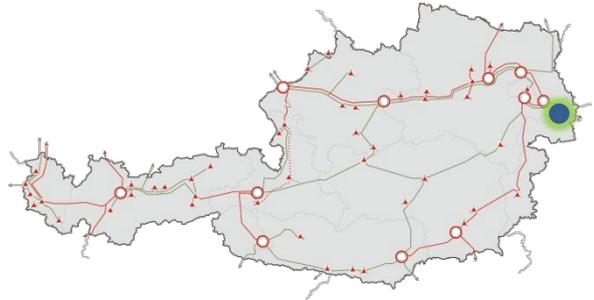
Projektnummer: 13-7	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110-kV-Netzabstützung	Art: UW	Gepl. IBN: 2018
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im Bereich des östlichen Weinviertels beträgt derzeit (Dezember 2014) die installierte Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen rund 520 MW und übersteigt damit den gesicherten Verbrauch um einen Faktor 10. Basierend auf dem von der Niederösterreichischen Landesregierung entwickelten sektoralen Raumordnungsprogramm und Projektinformationen ist zukünftig eine Steigerung auf eine Gesamtleistung auf 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.</p> <p>Die den Verbrauch übersteigende Leistung muss in das überlagerte APG-Netz rückgeliefert und abtransportiert werden. Durch die Errichtung zweier weiterer 380/110-kV-Umspanner im UW Bisamberg (vgl. Projekte 12-6 und 13-3) und entsprechender Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen im Verteilernetz von Netz NÖ können bis zu max. 900 MW Windkraft im Bereich des Weinviertels bis 2016 installiert werden. Zur adäquaten Netzintegration der darüber hinaus in diesem Bereich geplanten Windkraft ist eine Verstärkung der Übertragungsnetzinfrastruktur im Weinviertel erforderlich (Projekt 11-8).</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die Errichtung der Netzabstützung Neusiedl/Zaya erfolgt in zwei Ausbausritten. Nach Abschluß des ersten Ausbauschnittes (Errichtung 220-kV-Schaltanlage und eines 220/110-kV-Umspanners, IBN ist für 2018 geplant) ist der Netzanschluss von 150 MW weiterer WKA-Leistung im Weinviertel möglich. Die weiteren Schritte des Netzausbaus im Weinviertel werden als NEP-Projekt 11-8 geführt.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines neuen Umspannwerkes im Raum Neusiedl/Zaya im nördl. Weinviertel • 110-kV-Netzabstützung für Netz NÖ aus dem APG-Übertragungsnetz <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Ermöglichung der Netzeinspeisung der geplanten erneuerbaren Erzeugung aus dem Verteilernetz von Netz NÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Teil des NEP-Projektes 11-8 Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft) 		



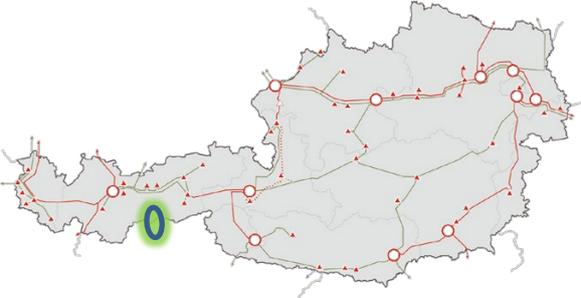
- Aufgrund netztechnischer und legistischer Abhängigkeiten mit dem Projekt NEP 11-8 liegt auch hinsichtlich des Genehmigungsverfahrens sowie des Inbetriebnahmezeitpunktes ein Zusammenhang mit dem Projekt 11-8 vor
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Netz NÖ

4.4.26 UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner NBS

Projektnummer: 13-9	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepf. IBN: 2017
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Zusätzlich zu den bereits installierten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 1.040 MW im Burgenland liegen beim Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland Strom GmbH (NBS) Anfragen für Windkraftanlagen im Ausmaß von weiteren rd. 360 MW (Stand Jänner 2015) vor. NBS geht auf Basis von Gesprächen mit Windparkbetreibern von einem realistischen Potential von bis zu rd. 1.600 MW Windkraftgesamtleistung aus.</p> <p>Zur Aufnahme der künftig erzeugten Windenergie sind umfangreiche Erweiterungen bzw. Verstärkungen im NBS-Netz erforderlich. Da in Schwachlastzeiten der überwiegende Teil der Einspeiseleistung in das übergeordnete 380-kV-Netz der APG eingespeist wird, sind die Errichtung und der Betrieb eines zusätzlichen Umspanners im UW Zurndorf erforderlich.</p> <p>Die leistungsmäßige Anbindung der Windkrafteinspeiser mit 380/110-kV-Transformatoren erfolgt gemäß den Vereinbarungen zwischen den Partnern, wobei von NBS keine (n-1)-Sicherheit der Umspannung gefordert wird.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines vierten 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA • Einbindung in die bestehende 380- und 110-kV-Schaltanlagen <p>Da diese Erweiterung des bereits im Endausbau befindlichen Umspannwerks im Rahmen der ursprünglichen Planungen mit drei Umspannern nicht vorgesehen war, müssen nötige Baumaßnahmen evaluiert werden. Darüber hinaus werden Planungsüberlegungen für ein Langfrist-Konzept angestellt, um die Netzeinbindung der geplanten Windenergie im Burgenland und die 110-kV-Verteilernetzabstützung zu ermöglichen (in Zusammenhang mit dem 220/110-kV-UW Neusiedl).</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie und PV aus dem Verteilernetz der Netz Burgenland Strom GmbH in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energieträger.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der NBS 		



4.4.27 Integration 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizzi/IT) TINETZ

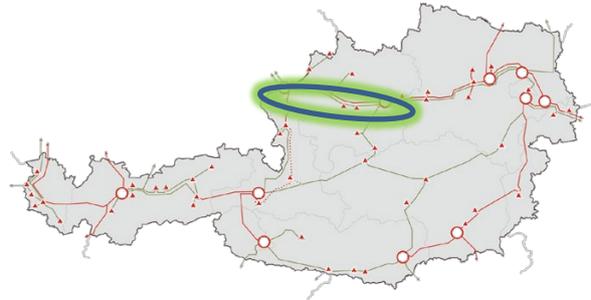
Projektnummer: 14-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2017
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die TINETZ-Stromnetz Tirol AG beabsichtigt gemeinsam mit TERNA Rete Italia die Errichtung einer 110-kV-Verbindungsleitung zwischen dem UW Steinach 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 bzw. das Randintegral der 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"> • Aktuell läuft die Erstellung der Einreichunterlagen für die österreichischen Anlagen seitens TINETZ 		

4.4.28 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Ersatzneubau

Projektnummer: 14-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	GepI. IBN: 2019

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 erneuerbaren Energien (z.B. in Deutschland sowie die Windkraft im Osten Österreichs) und deren Interaktion mit bestehenden (und geplanten) Pumpspeicherkraftwerken sowie die starke Marktkopplung mit Deutschland führen zu steigenden Auslastungen der 220-kV-Leitung.

Projektbeschreibung und technische Daten

Auf Basis unterschiedlicher Szenarien wurden verschiedene Varianten einer Generalsanierung der 73 Jahre alten Leitung untersucht und gegenübergestellt. Da wesentliche Abschnitte hinsichtlich der heutigen statischen Auslegungen von Leitungsmasten ohnehin neu zu errichten sind, ist ein gesamthafter Ersatzneubau der 220-kV-Leitung mit einer modernen Beseilung auf der Bestandstrasse über 111 km in Planung.

Für die rd. vier jährige 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/Mittelspannungs-UW Sattledt sicherzustellen. Dazu wird eine provisorische Anspeisung für das UW Hausruck aus der parallel verlaufenden 380-kV-Leitung St. Peter – Kronstorf (Systeme 431/432) errichtet. Um den Blindleistungsbedarf und adäquate Spannungsverhältnisse gewährleisten zu können, ist zusätzlich eine 220-kV-Kondensatorbatterie mit 100 MVAR im UW Hausruck geplant.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit dem Ersatzneubau 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. Der Ersatzneubau der 220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen stellt einen wesentlichen Beitrag für die Entwicklung des österreichischen Übertragungsnetzes dar und geht einher mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Ent-

wicklungen (z.B. Interaktion Windkraft und Pumpspeicher, steigender Energieaustausch mit Deutschland etc.).

Weitere Projektinformationen

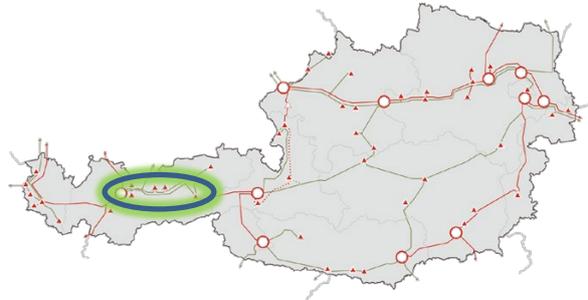
- Detailplanung und Projektierung sowie Vorbereitung von Einreichunterlagen für die erforderlichen Behördenverfahren laufen im Vorprojekt

4.4.29 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung

Projektnummer: 14-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: ~2022

Auslöser und technische Notwendigkeit

Der Netzknoten Westtirol ist der wesentliche Verbindungspunkt 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 soll zukünftig eine leistungsfähige Anbindung an den geplanten 380-kV-Ring erfolgen.



Es liegt eine starke Interaktion mit dem Übertragungsnetz und den Entwicklungen in Süd-West-Deutschland vor (RES-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 parallele schwächere TINETZ-Leitung aufgetrennt werden, wodurch die Belastung der 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller der APG steigt und (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 der Leitung Westtirol – Zell/Ziller werden wichtige Voraussetzungen geschaffen, um die Netzintegration der Erneuerbaren und die Umsetzung eines integrierten 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

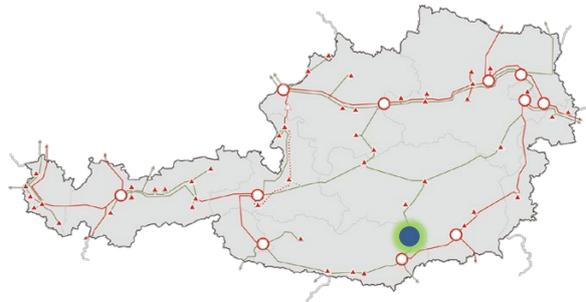
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 6), PCI-Projekt 2.1
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 & 2014 (Projekt 47 Investment 219)

4.4.30 UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe

Projektnummer: 14-4	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2016/2017

Auslöser und technische Notwendigkeit

Herstellung eines Netzanschlusses im 110-kV-Umspannwerk St. Andrä der APG für die Netzanbindung eines Windparks mit einer Leistung von 19,8 MW am Standort Koralpe.



Projektbeschreibung und technische Daten

Das Kundenprojekt umfasst die Errichtung eines Windparks bestehend aus 8 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 19,8 MW am Standort Koralpe.

Die Windkraftleistung soll über ein rund 19 km langes Mittelspannungskabel im UW St. Andrä in das Netz der APG eingespeist werden. Eingebunden wird der Windpark über einen neuen Umspanner, der den bestehenden RU1 ersetzen wird. Somit kann der Windpark in der bestehenden Schaltanlage durch Erneuerung eines 110-kV-Schaltfeldes integriert werden.

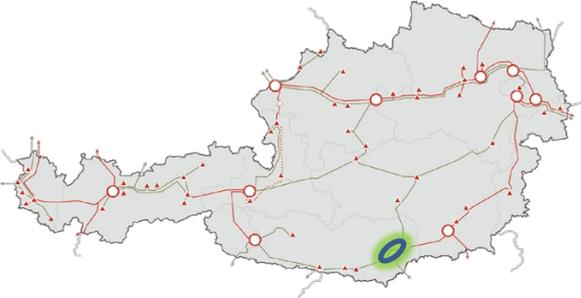
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie in das Übertragungsnetz der APG im Lavanttal und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netz-Integration von erneuerbaren Energien. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen.

Weitere Projektinformationen

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch Dr. Gutmund Schütte Forst- und Gutsverwaltung liegt vor
- Die Genehmigungsunterlagen für den Windpark auf der Koralpe wurden im Februar 2014 bei der Kärntner Landesregierung eingebracht

4.4.31 110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung

Projektnummer: 14-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2018
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im Lavanttal wurden Windkraftwerksprojekte mit einem Gesamtumfang von rd. 70 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 Kombination 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 durchgeführten Netzanalysen und Planungsrechnungen auf der 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck zu markanten (n-1)-Verletzungen bzw. zu Überschreitungen des thermischen Grenzstromes. Daher muss die Leitung für eine adäquate Netz-Integration der Windkraft verstärkt werden. Derzeit wird das nötige Ausmaß der Verstärkung in Abstimmung mit den Projektpartnern evaluiert. Nach den durchgeführten leitungsbautechnischen Untersuchungen stellt die Umbeseilung der Bestandsleitung auf TAL-Beseilung eine adäquate und technisch/wirtschaftlich optimale Lösung dar.</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 über die Netz-Integration von erneuerbaren Energien. 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 • Es finden regelmäßig Planungsgespräche mit KNG und den Projektwerbern statt 		

4.4.32 (n-1)-Optimierung Leitungen

Projektnummer: 12-10	Netzebene: 1, 3	Projektstatus: Vorprojekte / Umsetzungsprojekte
Spgs.ebene(n): 110/220/380 kV	Art: Leitungen	Gepl. IBN: Diverse
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im Programm „(n-1)-Optimierung Leitungen“ kommt es zu einer Adaptierung der bestehenden Leitungen für den jahresdurchgängigen 80°C-Betrieb unter Berücksichtigung von derzeitigen bzw. künftig erwarteten (n-1)-Leitungsbelastungen (Adaptierungen der Leitungen auf 80°C-Seilkurven). Dies ist erforderlich, da die Grenzen der Sicherheitsabstände gemäß Errichtungsvorschriften bei hohen Außentemperaturen in den Sommermonaten erreicht werden.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die Notwendigkeit von (n-1)-Optimierungen unter Bestandsbedingungen wird durch die in der APG eingerichtete Arbeitsgruppe „Netzoptimierung“ festgestellt. Im Vorfeld der Umsetzung sind jeweils mindestens zweijährige Vorprojekte erforderlich; diese umfassen meist eine Vermessung, Analyse und Ausarbeitung der nötigen Maßnahmen zur Herstellung der 80°C-Seilkurven. In Folge werden die leitungsbautechnischen Maßnahmen (z.B. Kettentausch, Seilregulage, abschnittweiser Seiltausch bzw. Masterhöhung etc.) umgesetzt.</p> <p>Auf Basis der aktuellen sowie erwarteten künftigen Belastungen der Leitungen wurde eine Prioritätenreihung erstellt. In der folgenden Liste sind jene Projekte dargestellt, deren Umsetzung – teilweise in Kombination mit Instandhaltungsmaßnahmen oder (General-) Sanierungen im Rahmen von Betriebsinvestitionen – bereits gestartet wurde bzw. innerhalb der nächsten drei Jahre beginnt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 380-kV-Leitung Dürnrohr – Kronstorf • 380-kV-Leitung Lienz – Tauern • 220-kV-Leitung Einschleifung Aschach • 220-kV-Leitung Ernthofen – Weißenbach (inkl. Generalsanierung und Seiltausch auf TAL-Seile) • 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller • 220-kV-Leitung Obersielach – Lienz • 220-kV-Leitung Lienz – Malta (inkl. Hochtemperaturseile) • 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg • 220-kV-Leitung Hessenberg – Obersielach • 110-kV-Leitung Lavamünd – Koralpe (Sanierung) • 110-kV-Leitung St. Peter – Braunau – Ranshofen (inkl. Seiltausch) • 110-kV-Rosenau – Großraming 		

- 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck – Lavamünd
- 110-kV-Leitung Schwabeck – Landesgrenze Ktn/Stmk. (Ri. Baumkirchen)
- 110-kV-Malta Hauptstufe – Reißeck
- 110-kV-Leitung Wien Südost – Ebenfurth – Ternitz – Landesgrenze (Generalsanierung)

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Auf den gemäß damaligen Errichtungsvorschriften auf 40°C dimensionierten Seilkurven kommt es derzeit in den Sommermonaten zu einer Reduktion des thermischen Grenzstroms und damit zu einer Reduktion der (n-1)-Sicherheit. Durch die Adaptierungen der Leitungen werden die für einen konsensmäßigen 80°C-Betrieb erforderlichen elektrotechnischen Sicherheitsabstände im Rahmen der erteilten Bewilligungen gewährleistet und die erforderliche Personen- und Anlagensicherheit sichergestellt.

Nach Adaptierung der jeweiligen Leitungen auf einen jahresdurchgängigen 80°C-Betrieb kann der jeweilige thermische Grenzstrom auch in den Sommermonaten beibehalten werden. Damit wird neben der Erhöhung der (n-1)-Sicherheit zudem die Basis für die Anwendung von Thermal Rating geschaffen und es kommt zu einer effizienteren Ausnutzung der Betriebsmittel sowie zur Vermeidung von Engpassmanagement.

Weitere Projektinformationen

- Zwanzig Leitungen der APG sind bereits für einen jahresdurchgängigen 80°C-Betrieb ertüchtigt.
- Das (n-1)-Optimierungs-Programm wird aus heutiger Sicht im Rahmen der Betriebsinvestitionen voraussichtlich im Jahr 2023 abgeschlossen werden.

4.4.33 (n-1)-Optimierung Umspannwerke inkl. Thermal Rating

Projektnummer: 12-11	Netzebene: 1/2/3	Projektstatus: Vorprojekte / Umsetzungsprojekte
Spgs.ebene(n): 110/220/380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: Diverse
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Abgestimmt mit dem Programm „(n-1)-Optimierung Leitungen“ ist es auch im Bereich der Umspannwerke erforderlich Maßnahmen zu setzen.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Im Bereich der Umspannwerke kommt es zum Austausch einzelner Betriebsmittel (z.B. Trenner, Leistungsschalter, Wandler, etc.), sodass die leitungsseitig zur Verfügung stehende Strombelastbarkeit abweigseitig ebenfalls vorliegt.</p> <p>Ein weiterer Bestandteil des Programms „(n-1)-Optimierung Umspannwerke“ ist der Thermal Rating-Betrieb von Leitungssystemen. Mit „Thermal Rating“ kann unter Berücksichtigung der aktuell vorherrschenden Umgebungsbedingungen jener (n-1)-Stromwert ermittelt werden, der gewährleistet, dass die max. zulässige Seiltemperatur von 80°C eingehalten wird. Dadurch kann unter günstigen Witterungsbedingungen (v.a. bei kalter Lufttemperatur und Wind) die (n-1)-Stromgrenze in bestimmten Ausmaßen erhöht werden. Im Bereich der Umspannwerke ist der Aufbau eines Netzes von Wetterstationen und deren Einbindung in die Leittechnik und das Netzführungssystem erforderlich, dies ist bereits größtenteils abgeschlossen.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Es wird eine effizientere Ausnutzung des bestehenden Hochspannungsnetzes ermöglicht. Mit Thermal Rating können bei günstigen Umgebungsbedingungen die (n-1)-Reserven im Netzbetrieb erhöht und damit kostenintensives Engpassmanagement reduziert bzw. vermieden werden.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Derzeit werden weitere nötige Maßnahmen in mehreren Umspannwerken in einem Vorprojekt evaluiert. Entsprechend vorstehender Beschreibung sind solche Maßnahmen typischerweise auf jene Umspannwerke bezogen, die die Anfangs- und Endpunkte der Leitungen aus Projekt 12-10 darstellen. Zusätzlich werden Bündelungen mit alters- bzw. zustandsbedingten (General-)Erneuerungen bzw. mit Verstärkungen von Anlagen oder Anlagenteilen hinsichtlich Kurzschlussfestigkeit und der Sammelschienenennströme vorgenommen. 		

4.4.34 Optimierungsprogramm Transformatoren

Projektnummer: 12-12	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt / Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110/220/380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: Diverse

Auslöser und technische Notwendigkeit

Transformatoren werden für eine Lebensdauer von ca. 40 Jahren ausgelegt. Nach diesem Zeitraum müssen die Transformatoren in Abhängigkeit vom tatsächlichen Zustand ersetzt werden, um die Gefahr eines Ausfalls sowie die Kosten für die Instandhaltung zu minimieren. Der Ersatz erfolgt entsprechend den für die Zukunft prognostizierten netzbetrieblichen Erfordernissen und den APG-Standardbaugrößen. Standardbaugrößen gewährleisten eine ökonomische Reservehaltung, wodurch auch die Reaktionszeit im Schadensfall deutlich reduziert werden kann.

Projektbeschreibung und technische Daten

Die Erneuerung eines Transformators erfordert eine Demontage und fachgerechte Entsorgung des alten Umspanners sowie die Adaptierung der Fundamente und Anschlüsse und zugleich die Anpassung der Primärgeräte und Sekundärtechnik.

Neue Transformatoren verfügen für Situationen hoher Belastungen über eine forcierte Kühlung mittels Ventilatoren, welche im Normalbetrieb aus Gründen der Verlustminimierung sowie der Reduzierung des Schallpegels teilweise abgeschaltet ist.

Folgende Transformatoren werden in den nächsten 3 Jahren mit erhöhter Leistung erneuert:

Umspannwerk	Trafo	Spg	IBN	Leistungserhöhung	Begründung
Ernsthofen	RHU 4	220/110	2015/16	120 MVA → 220 MVA	Altersbedingt
Obersielach	RHU 3	220/110	2016	120 MVA → 220 MVA	Altersbedingt
Ternitz	RHU 2	220/110	2015	120 MVA → 220 MVA	Altersbedingt
Bisamberg	RHU 3	220/110	2016	120 MVA → 220 MVA	Altersbedingt
St. Peter	RHU 3	220/110	2015/16	120 MVA → 220 MVA	Altersbedingt

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Netzkuppel-Transformatoren stellen die Verbindung zwischen dem APG-Übertragungsnetz und den Verteilernetzen sicher. Der zeitgerechte, leistungsoptimierte Ersatz alter Transformatoren am Ende der Lebensdauer ist ein wesentlicher Beitrag zur nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Österreich.

Darüber hinaus kann durch die höhere Effizienz neuer Transformatoren (geringere Ummagnetisierungsverluste und damit geringere Geräusentwicklung, Einsparung von Pumpen und Ventilatoren) eine bedeutende Verminderung der Verluste erzielt werden.

4.4.35 Verstärkung Umspannwerke – Kurzschlussfestigkeit

Projektnummer: 13-10	Netzebene: 1/2/3	Projektstatus: Vorprojekte / Umsetzungsprojekte
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: Diverse
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke, der massive Ausbau der Erneuerbaren und der fortschreitende Netzausbau (engere Vermaschung, auch der benachbarten Netze) führen zu einem stetigen Anstieg der Kurzschlussleistung im Übertragungsnetz der APG. In vielen Fällen werden dadurch in bestehenden Anlagen deren zulässige Dimensionierungsgrenzen erreicht bzw. weisen die Prognoserechnungen unter Berücksichtigung der weiteren Entwicklungen auf deren zukünftige Überschreitung hin. Um den Anschluss neuer Kraftwerke und den Ausbau der Erneuerbaren wie auch die notwendigen Kapazitätsverstärkungen im Übertragungs- und Verteilernetz weiterhin gewährleisten zu können, sind nachhaltige Maßnahmen zur Verstärkung der betroffenen Umspannwerke erforderlich. In einigen der betroffenen Anlagen stehen zudem altersbedingt zusätzlich Erneuerungsmaßnahmen an.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die zeitliche Notwendigkeit steht in engem Zusammenhang mit der Umsetzung der auslösenden Projekte (z.B. neue Kraftwerke) und mit altersbedingt nötigen Erneuerungen und Sanierungen. Die Prognoserechnungen zu den Kurzschlussbeanspruchungen werden laufend aktualisiert und maßgebliche Änderungen in der Planung berücksichtigt.</p> <p>Folgende Projekte gelangen in den kommenden Jahren zur Umsetzung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Malta Hauptstufe 220/110 kV • Lienz 220/110 kV • Obersielach 220 kV • Dürnrrohr 380 kV • Wien Südost 380 kV • Bisamberg 110 kV • Rosenau 110 kV • Großraming 110 kV • Schwabeck 110 kV • Reißbeck 110 kV 		

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Gewährleistung der Betriebs- und Anlagensicherheit. Erst mit der Umsetzung der Verstärkungs-/Ertüchtigungsmaßnahmen können Inbetriebnahmen von Kraftwerken und Netzausbauten uneingeschränkt vorgenommen werden. Die Sicherheit im Netzbetrieb wird gewährleistet bzw. erhöht.

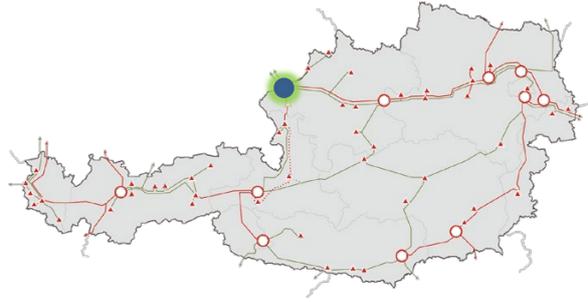
Weitere Projektinformationen

- Vorprojekte zu den einzelnen Schalt- und Umspannanlagen betreffend Kurzschlussertüchtigung und altersbedingten (General-) Erneuerungen und Sanierungen laufend
- Weitere Schaltanlagen/Umspannwerke werden in den kommenden Jahren folgen

4.5 Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 15)

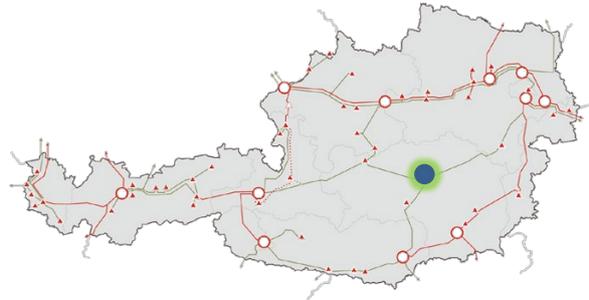
4.5.1 UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 15-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2016
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die Donauschiene stellt mit den 380-kV- und 220-kV-Leitungszügen St. Peter – Ernthofen eine wichtige Ost-West-Verbindung im österreichischen Übertragungsnetz dar.</p> <p>Bei starker EE-Erzeugung erfolgen hohe Leistungsexporte aus Deutschland in die Nachbarländer. Diese Leistungsimporte aus Deutschland führen zu einem Anstieg der Lastflüsse über die Donauschiene in Österreich. Durch die Errichtung von Phasenschiebertransformatoren zwischen Deutschland – Polen und Deutschland – Tschechien sowie durch den weiteren Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen in Deutschland (Altendorf – Redwitz) werden die Leitungsflüsse von St. Peter über die Donauschiene Richtung Ost-Österreich (z.B. Lastdeckung im Großraum Wien) weiter zunehmen.</p> <p>Durch den fortschreitenden Ausbau der Windkraft im Osten Österreichs erfolgen zunehmend auch Lastflüsse in umgekehrter Ost→West-Richtung über die Donauschiene, insbesondere im Zusammenspiel mit den Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen.</p> <p>Um diese Lastflüsse zwischen der 380-kV-Donauschiene und der 220-kV-Donauschiene zu verteilen, und die verfügbaren Leitungskapazitäten optimal nutzen zu können, ist der dritte 380/220-kV-Umspanner in St. Peter erforderlich. Der dritte Umspanner erhöht die Versorgungssicherheit und die (n-1)-Reserve und ist eine wichtige Voraussetzung für den Ersatzneubau der 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernthofen (vgl. Projekt NEP 14-2).</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners mit 550 MVA • Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Ost-West-Übertragungskapazität, Erhöhung der Versorgungssicherheit im nördlichen Bereich des APG-Netzes • Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Reserve; auch bei Abschaltungen für Instandhaltung • Netzintegration der Windkraftanlagen und Pumpspeicherkraftwerke 		



4.5.2 UW Hessenberg: 220-kV-Blindleistungskompensation

Projektnummer: 15-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im zentral-österreichischen 220-kV-Netzraum rund die Umspannwerke Hessenberg und Weißenbach treten betrieblich vermehrt Spannungen im Bereich der oberen Spannungsbandgrenze auf (v.a. zu Schwachlastzeiten). Die in diesem Netzbereich nur beschränkt möglichen Eingriffe zur Beeinflussung der Spannung stoßen bereits an ihre Grenzen, da kaum Generatoren (größere Kraftwerke) zur cos-phi-Regelung vorhanden sind. Betrieblich wird mit den 220-kV-Phasenschiebertransformatoren (PST) versucht über veränderte Wirkleistungsflüsse Einfluss auf die Spannung zu nehmen. Dies blockiert jedoch die PST für benötigte Wirkleistungsregelungen und verursacht erhöhte Netzverluste.</p> <p>Um die Spannungshöhe/Blindleistungsverhältnisse und damit den stabilen und sicheren Betrieb des inner-österreichischen 220-kV-Netzes zu gewährleisten, plant APG eine 220-kV-Blindleistungskompensationsanlage im UW Hessenberg.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung einer regelbaren 220-kV-Öldrossel mit einer Nennleistung von rd. 150 MVar zur Blindleistungskompensation • Verwendung des 220-kV-Schaltfeldes Transformator RHU4, der im Rahmen von Projekt 15-5 demontiert wird <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schaffung der Möglichkeit einer direkten Spannungsregelung und damit Erhöhung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit im zentral-österreichischen 220-kV-Netz 		

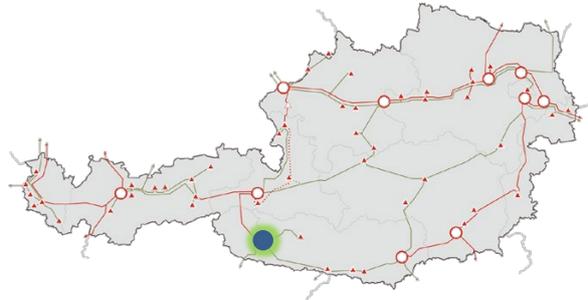


4.5.3 UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 15-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2018

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, bevorstehende Inbetriebnahme des PSP-KW Reißbeck II, Netzausbauten) steigen auch 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 West-Österreich). 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 von Bedeutung bei Instandhaltungsbedingten Abschaltungen oder bei Ausfall eines der 380/220-kV-Transformatoren.

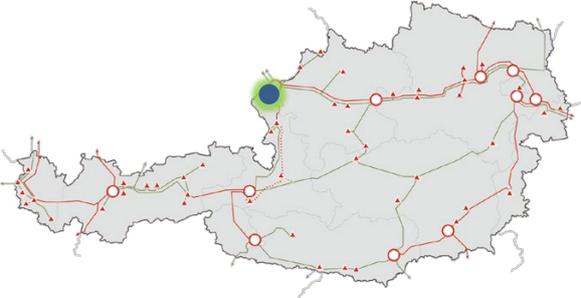
Projektbeschreibung und technische Daten

- 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

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

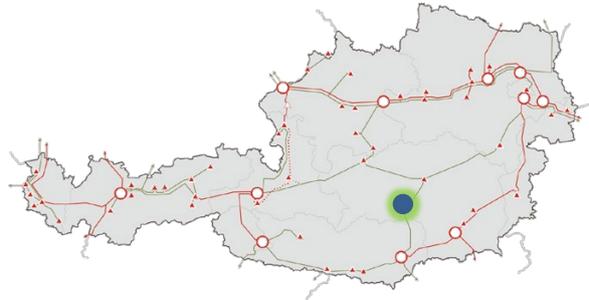
Projektnummer: 15-4	Netzebene: 4	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110/20 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im UW Ranshofen sind derzeit drei 110/20-kV-Umspanner mit einer Leistung von je 40 MVA zur Versorgung der Austria Metall AG (AMAG) in Betrieb.</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/Erweiterung des Netzzuganges von AMAG bei APG eingebracht 		

4.5.5 UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner EN Steiermark

Projektnummer: 15-5	Netzebene: 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2017/2018

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

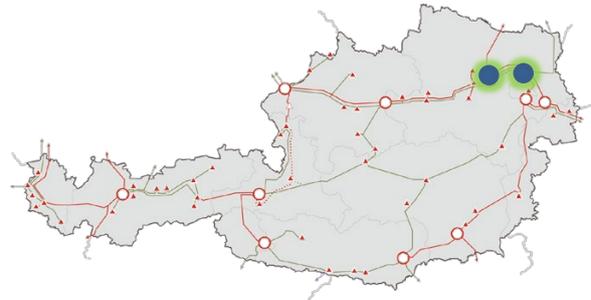
- Errichtung eines zweiten 220/110-kV-Umspanners im UW Zeltweg mit 220 MVA
- Einbindung in die bestehende 220-kV-Schaltanlage und Ausbau der 220-kV-Kupplung durch APG
- Einbindung in die 110-kV-Schaltanlage durch EN

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

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

4.5.6 Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren

Projektnummer: 15-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2018/2019
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Durch die Energiewende und den europaweiten Ausbau der Erneuerbaren sowie durch die Intensivierung des Strommarktes kommt es zu steigenden Belastungen in den europäischen Übertragungsnetzen. Internationale Stromlieferungen werden über sogenannte Import- bzw. Exportprogramme (Fahrpläne) abgewickelt. Durch die Struktur bzw. elektrischen Eigenschaften des europäischen Übertragungsnetzes sowie die regionalen und lokalen Verteilungen der Erzeuger und Verbraucher folgen die physikalischen Stromflüsse in der Regel nicht exakt den Programm-Stromflüssen. Dies führt neben den geplanten Stromaustauschen auch zu sog. „unscheduled flows“, d.h. ungeplanten Lastflüssen in anderen Netzbereichen.</p> <p>Um diese ungeplanten Stromflüsse in anderen Netzbereichen effektiv zu begrenzen, werden zunehmend auch Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung – wie z.B. Phasenschiebertransformatoren (PST) – eingesetzt. Zur entsprechenden Steuerung der Flüsse wurden z.B. in Polen und Tschechien bereits die Errichtung von PSTs an der Grenze zu Deutschland beschlossen. Die ersten dieser PST werden 2016/2017 in Betrieb genommen. Weitere Deutschland-interne Netzverstärkungen und an den Grenzen zu den Nachbarstaaten sollen die Übertragung der Leistungsflüsse entsprechend der Programme gewährleisten (vgl. auch Netzentwicklungsplan Deutschland).</p> <p>Zur Verstärkung der oben genannten lastflussweisenden Effekte werden seitens APG Planungsüberlegungen zur Errichtung von Phasenschiebertransformatoren an den Kuppelleitungen nach Tschechien angestellt. Ziel sind die weitere Reduktion der ungeplanten Lastflüsse und die optimierte Nutzung der bestehenden Übertragungsnetzinfrastruktur.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • UW Dürnröhr: Untersuchung zur Errichtung je eines Phasenschiebertransformators für die beiden Systeme der 380-kV-Kuppelleitung nach Tschechien (Systeme 437/438) mit je rd. 2.000 MVA. Die erforderliche Dimensionierung (Leerlauf-/Vollastwinkel; Übertragungsleistung) wird eine Serien und/oder Parallelschaltung von Einheiten erfordern • UW Bisamberg: Phasenschiebertransformator mit rd. 600 MVA für die beiden Systeme der 220-kV-Kuppelleitung nach Tschechien (Systeme 243/244) 		



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Bessere Steuerbarkeit der Stromflüsse und damit bessere Ausnutzung der bestehenden Übertragungsnetzinfrastrukturen
- Reduktion von ungeplanten Stromflüssen v.a. in PL, CZ, AT; Erhöhung der überregionalen Versorgungssicherheit v.a. in DE, PL, CZ, AT
- Reduzierung der erforderlichen Redispatch-Mengen

Weitere Projektinformationen

- APG wurde zur Aufnahme dieser Planungsüberlegung in den NEP 2015 im Rahmen eines Nachbesserungsauftrags der NEP-Einreichung von ECA beauftragt

5 Weitere Projekte in Planungsüberlegung

Für die im Folgenden aufgelisteten Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte liegen die im Punkt 1.3 definierten Voraussetzungen zur Aufnahme in den Netzentwicklungsplan noch nicht vor. **Um ein konsistentes und vollständiges Bild des weiteren Netzausbaus bieten zu können, werden diese Projekte angeführt, jedoch noch nicht zur Genehmigung eingereicht.** Werden die Projekte weiter verfolgt, so werden sie mit Vorliegen der erforderlichen Rahmenbedingungen (vgl. Kap. 1.3) im jeweils aktuell zu erstellenden Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht.

Weitere Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in Planungsüberlegung
Nordburgenland: Einbindung zusätzlicher Windkraft (NBS)
UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ (Anschluss Windkraft)
UW Raum West-Kärnten: Anschluss Merchant Line
UW Reißbeck: 110-kV-Anschluss Effizienzsteigerungsanlage Reißbeck II Plus
UW Molln: 220/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ
UW Ernsthofen: Anschluss 110-kV-Leitung Netz NÖ
UW Innkreis: 380/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ
380-kV-Anschluss PSKW Koralmburg
Anschluss PSKW Limberg III / Schaufelberg
UW Zell/Ziller: 220-kV-Anschluss KW Gerlos
Erweiterung KW Mayrhofen
UW Prutz: 380/220-kV-Umspannwerk TINETZ

Tabelle 7: Weitere Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte zu Umspannwerken in Planungsüberlegung

6 Risiken

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten entsprechend den bestehenden bzw. prognostizierten Erfordernissen sind wesentliche Voraussetzungen, um die Aufgaben des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers erfüllen zu können.

Diverse Faktoren stellen ein Risiko für die Umsetzbarkeit der Projekte dar bzw. haben diese Einflüsse auf die Realisierungsdauer und die Kosten der Projekte. Auf Grund des weit in die Zukunft reichenden Planungshorizonts des Netzentwicklungsplans bergen vor allem jene Projekte, deren Start gegen Ende des zehnjährigen Ausblicks angesetzt ist, vermehrt Risiken.

So handelt es sich teilweise um noch nicht final ausgereifte Projekte, deren Änderungen Auswirkungen auf den konkreten Umfang, Zeitplan und damit auch die Kosten des Projektes ergeben können. Langfristige Leitungsprojekte (typischerweise UVP-Projekte) lassen am Planungsbeginn nur erahnen, welche Verzögerungen und Veränderungen sich im Rahmen des Vorprojektes ergeben können. Nachstehend werden einige potentielle Risikofaktoren für die im Netzentwicklungsplan angeführten Projekte erörtert.

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 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 der 2. Instanz (Bundesverwaltungsgericht) kann unter gewissen Bedingungen trotz anhängiger Höchstgerichtsverfahren mit der Projektrealisierung begonnen werden, wenn den Beschwerden keine aufschiebende Wirkung zuerkannt wurde. 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 Gesamtprojektkosten zuzüglich Demontagekosten sofort abzuschreiben.

- **Der Abschluss des Genehmigungsverfahrens verzögert sich**

Der Gesetzgeber sieht feste Verfahrensdauern für die Durchführung von Genehmigungsverfahren vor (UVP-Verfahren 1. Instanz 9 Monate, UVP-Verfahren 2. Instanz 6 Monate). Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit UVP-Verfahren kann bei derartigen Projekten die tatsächliche Dauer erheblich davon abweichen (Steiermarkleitung 38 Monate). 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 allen Grundeigentümern an. Wenn diese nicht möglich sind, müssen beispielsweise 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 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 Umsetzung

- **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 in die Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise im Zeitraum 2011 bis 2014 in Abbildung 7 dargestellt.

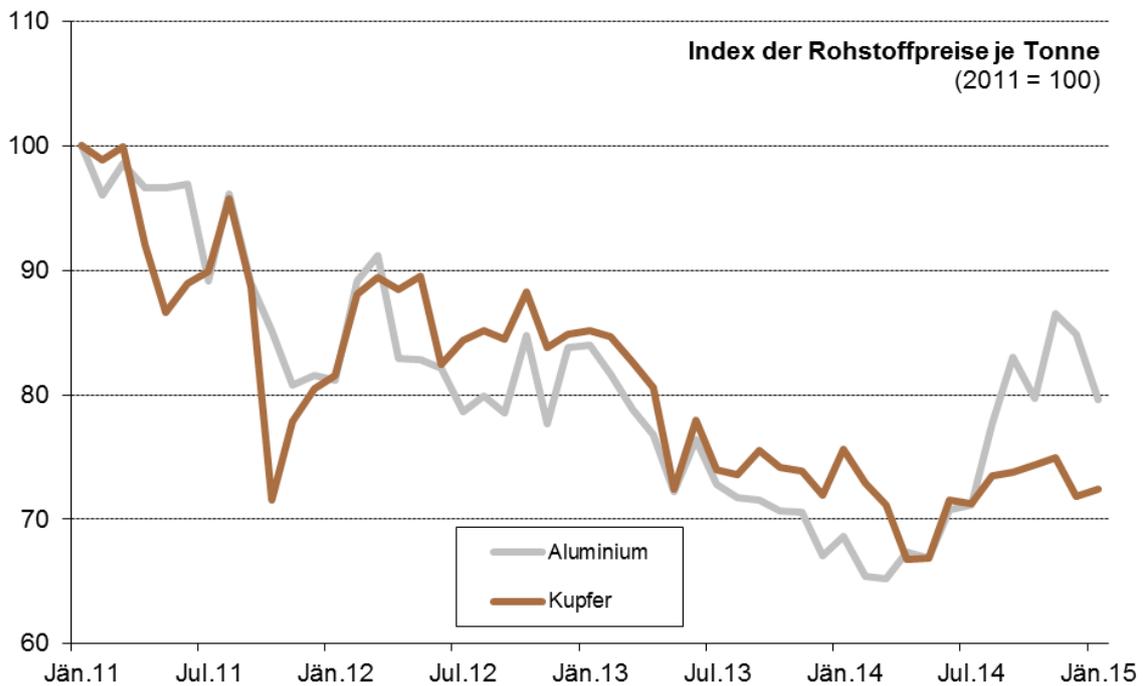


Abbildung 7: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2011 bis 2015 (Quelle: www.finanzen.net)

- **Planungsänderungen bei Projektpartnern**

Auslöser für Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte liegen in den entsprechenden lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanschlüsse von Kraftwerken, etc.) der Marktteilnehmer. Daher hängt die Umsetzung in erster Linie von den Planungen dieser Marktteilnehmer ab, womit sich Änderungen im Bereich 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 mehrerer Netzbetreiber 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 sogar Lieferanten komplett ausfallen (Bsp. Insolvenz Alpine).

- **Naturkatastrophen**

Durch Naturkatastrophen kann ein Projekt direkt betroffen sein, wenn das Projektgebiet dabei so zerstört wird, dass zuerst neue Maßnahmen gesetzt werden müssen, um das Projekt fortsetzen zu können. Eine indirekte Betroffenheit ist dann gegeben, wenn zur Beseitigung der Schäden an anderer Stelle Ressourcen benötigt werden, die dann im Projekt nicht mehr zur Verfügung stehen. In beiden Fällen kommt es zu Projektverzögerungen und Kostensteigerungen.

- **Baugrundrisiko**

Vor Baubeginn werden Stichproben des Bodens genommen, um die Beschaffenheit des Untergrundes zu eruieren. Trotz der Entnahme der Stichproben an verschiedensten Stellen besteht das Risiko, dass mehr Boden als geplant ausgetauscht werden muss, was zu Mehrkosten und Terminverschiebungen führt. Zusätzliche Risiken liegen aufgrund der extremen Tonnagen im Bereich der Trafo-Transporte vor, auch hier können Mehraufwendungen resultieren.

- **Abschaltungen**

Die Energieversorgung Österreichs muss trotz Bauarbeiten immer gewährleistet sein. Aus diesem Grund bedarf es einer umfangreichen Abstimmung der Abschaltungen von Leitungen bzw. Abzweigen mit den Netzpartnern. Können diese geplanten Abschaltungen nicht durchgeführt werden, kann dies zu Projektverzögerungen und Kostensteigerungen führen (z.B. durch Errichtung von Provisorien oder nötigem Engpassmanagement).

6.3 Soziale Akzeptanz

Eine der größten Herausforderungen für den Netzausbau ist die Schaffung der notwendigen gesellschaftlichen Akzeptanz. Gerade Projekte von übergeordnetem bzw. überregionalem Interesse werden häufig regional hinsichtlich ihrer Notwendigkeit hinterfragt. Im Rahmen der gesetzlich vorgeschriebenen Verfahren müssen Umsetzungsalternativen umfassend bewertet werden, um die bestmögliche Trassenführung zu bestimmen. Darüber hinaus müssen zur Erhöhung der sozialen Akzeptanz unzählige Eingaben Dritter geprüft werden, welche z.T. singuläre Interessen in den Vordergrund stellen und nicht auf ein Gesamtoptimum abzielen. Die Prüfung dieser Varianten ist kosten- und ressourcenintensiv, verzögert die Ausarbeitung der UVE und führt damit zu höheren Projektkosten.

Umfassende Information von und Diskussion mit Anrainern und Betroffenen sind unbedingt notwendig, um gesellschaftliche Akzeptanz zu fördern – dazu gehören allgemeine Informationen zu energiewirtschaftlichen Zusammenhängen ebenso wie projektspezifische Informationen. Dafür müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen vorgehalten werden.