



AUSTRIAN POWER GRID
STROM BEWEGT

Netzentwicklungsplan 2014

für das Übertragungsnetz der
Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum: 2015 - 2024

Planungsstand: 31. August 2014

Konsultationspapier



Wien, im August 2014

© 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 2014 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 2012 und NEP 2013)	18
1.8 Abgeschlossene Projekte zwischen Anfang 2013 und Juni 2014	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 2014	29
4.1 Allgemeines	29
4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen	29
4.1.2 Zuteilung nach Projektart	30
4.1.3 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	30
4.2 Verschiebungen von geplanten Inbetriebnahmen durch Partner	30

4.3	Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2014.....	31
4.4	Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2013)	35
4.4.1	Umstellung Donauschiene auf 380 kV	35
4.4.2	380-kV-Leitung Dürnrohr-Sarasdorf: Montage 3./4. System	37
4.4.3	380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Isar/Ottenhofen)	39
4.4.4	Netzraum Weinviertel.....	41
4.4.5	UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner	43
4.4.6	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern	45
4.4.7	Zentralraum Oberösterreich	49
4.4.8	Reschenpassleitung	51
4.4.9	380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Veneto Region)	53
4.4.10	Netzraum Kärnten	55
4.4.11	UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos.....	56
4.4.12	UW Malta Hauptstufe: 220-kV-Einbindung KW Reißbeck II	57
4.4.13	UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz	59
4.4.14	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ	60
4.4.15	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG	61
4.4.16	UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Energiespeicher Bernegger	62
4.4.17	UW Landschütz: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ	64
4.4.18	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun – NK Tauern.....	66
4.4.19	UW Zurndorf: Dritter 380/110-kV-Umspanner NBS.....	68
4.4.20	UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung SNG	69
4.4.21	UW Sarasdorf: Zweiter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ u. Anlagenerweiterung	71
4.4.22	UW Bisamberg: Dritter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ	73
4.4.23	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN.....	75
4.4.24	UW Kainachtal: Vierter 380/110-kV-Umspanner SNG	77
4.4.25	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung SNG.....	79
4.4.26	(n-1)-Optimierung Leitungen	81
4.4.27	(n-1)-Optimierung Umspannwerke inkl. Thermal Rating	84
4.4.28	Optimierungsprogramm Transformatoren.....	86
4.4.29	110-kV-Leitung Ernsthofen – Hessenberg: Ersatzneubau Mast 23-38	88
4.4.30	Ergänzungen 380-kV-Steiermarkleitung	89

4.4.31	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg.....	91
4.4.32	UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner.....	93
4.4.33	Umstellung Westtirol – Staatsgrenze DE (Memmingen) auf 380 kV	94
4.4.34	UW Bisamberg: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ	96
4.4.35	UW Großraming: 110/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ	98
4.4.36	UW Wien Südost: Einbindung 380-kV-Leitung nach Simmering Wiener Netze	100
4.4.37	UW Neusiedl/Zaya: Netzabstützung Netz NÖ	102
4.4.38	UW im Raum südlich von Wien: 380/110-kV-Netzabstützung Wiener Netze.....	103
4.4.39	UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner NBS	104
4.4.40	Verstärkung Umspannwerke - Kurzschlussfestigkeit.....	106
4.5	Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 14).....	109
4.5.1	Integration 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) TINETZ.....	109
4.5.2	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Ersatzneubau	110
4.5.3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung	112
4.5.4	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe.....	113
4.5.5	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung	114
5	WEITERE PROJEKTE IN PLANUNGSÜBERLEGUNG	115
6	RISIKEN	116
6.1	Rechtliche Risiken.....	116
6.2	Risiken im Zuge der Umsetzung	117
6.3	Soziale Akzeptanz.....	119

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Bisher genehmigte Projekte (NEP 2011, NEP 2012 & NEP 2013)	20
Tabelle 2: Bereits in Betrieb genommene Projekte	20
Tabelle 3: Einteilung des Projektstatus.....	30
Tabelle 4: Projektarten	30
Tabelle 5: Übersicht der Umsetzungsprojekte Teil 1.....	32
Tabelle 6: Übersicht der Umsetzungsprojekte Teil 2.....	33
Tabelle 7: Weitere Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in Planungsüberlegung	115
Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze.....	15
Abbildung 2: Notwendiger europäischer Netzausbau gemäß Hauptbedarfssegmenten.....	25
Abbildung 3: Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030	27
Abbildung 4: Geographischer Überblick über die Projekte.....	34
Abbildung 5: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2011 bis 2014.....	118

Kurzfassung

Energiewirtschaftliche Entwicklung

Die Energiewirtschaft in Europa steht inmitten einer weitreichenden Transformation. Politische Beschlüsse (u.a. Kyoto Klimaziele 1997, 2008 beschlossene 20/20/20 Klimaziele der EU und folgende nationalstaatliche und regionale Umsetzungspakete, der Atomausstieg Deutschlands) kollidieren dabei mit den vorliegenden energiewirtschaftlichen Bedingungen (u.a. gewachsene Netzstruktur, Kraftwerkspark) bzw. den zögerlichen Umsetzungsrealitäten (Rahmenbedingungen für den Netzausbau). Dezentrale Stromerzeugungsformen (z.B. Windkraft) an Randlagen Europas können mit der aktuellen Netzinfrastruktur nur schwer in die regionalen 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 Versorgungssicherheit 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 2020 sollen rund 35% der europäischen Stromerzeugung aus nachhaltigen Erzeugungsformen kommen. Dies bedeutet einen massiv steigenden Anteil an Wind- bzw. Solarkraft in Europa und bringt erhöhte Volatilität im Bereich der Stromproduktion mit sich. Diese muss durch kapazitätsstarke Stromleitungen bzw. Speichersysteme handhabbar gemacht werden.

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. 35 Gigawatt Einspeiseleistung aus 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 von den Produzenten vom Netz genommen bzw. in weiterer Folge stillgelegt.

Zusammengefasst heißt dies: nur erhöhte Transportkapazitäten der Netze können die Versorgungssicherheit Europas und Österreichs auch in Zukunft sicherstellen.

Österreich im geografischen Zentrum Europas ist massiv mit diesen internationalen Entwicklungen konfrontiert. Engpässe oder Fehlallokationen in benachbarten Netzen werden unmittelbar im österreichischen Netz spürbar und müssen aufgefangen werden.

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 2. Auflage des im Auftrag

der Europäischen Kommission von der ENTSO-E (der Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) erstellten und veröffentlichten 10-Jahres-Netzausbauplanes (TYNDP 2012). Dieser definiert einen Ausbaubedarf von rd. 52.300 km neuer bzw. zu verstärkender Hochspannungsleitungen in Europa und rechnet mit Investitionskosten von rd. € 104 Mrd.

Allein in Deutschland wären entsprechend der DENA II Studie aus dem Jahr 2010 rd. 3.500 km Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur notwendig gewesen. Gemäß den aktualisierten Szenarien wird nunmehr im Entwurf zum deutschen Netzentwicklungsplan 2014 ein Netzausbaubedarf von rd. 8.800 km genannt. Außerdem steigen die Anforderungen im Bereich der Netzsteuerung massiv, wofür neue Technologiekonzepte wie Backbone-Leitungen und Smart Grids 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; 7 Projekte der APG wurden im Zuge dessen 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 fast 1.800 MW sowie konkrete Windparkprojekte im Osten Österreichs mit einer Summenleistung von rd. 2.500 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 sogar noch ambitionierter. 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 befürchten:

- 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 Österreich

Spezifische Rahmenbedingungen für den Netzaus- und -umbau in Österreich

Ein wesentlicher Faktor zur Umsetzung der notwendigen Netzausbauten ist die Dauer der

Genehmigungsverfahren. Diese sind zur Zeit 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 BürgerInnenbeteiligungsprozess
- 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 die APG im Jahr 2013 den APG-Masterplan 2030 veröffentlicht. Darin definiert APG ihre langfristige strategische Netzausbauplanung, welcher die energiewirtschaftlichen Entwicklungen Europas zugrunde liegen. Mehrere der im APG-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 definierten Ausbau- und Netzverstärkungsprojekte europaweit abgestimmt und Teil des 10-Jahres-Netzausbauplans (TYNDP) der ENTSO-E.

Der Netzentwicklungsplan 2014

Der hier vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen strategischen Planungen des APG-Masterplans 2030 und dem NEP 2013. Hiermit informiert APG alle Marktteilnehmer, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren (2015 – 2024) 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 dargestellten längerfristigen energiewirtschaftlichen Entwicklungsprognose abgebildet. Die enthaltenen Projekte werden in Projekte von nationalem und europäischem Interesse, Netzverbund- bzw. Netzananschlussprojekte (die durch die Marktteilnehmer Verteilernetzbetreiber, Kraftwerksbetreiber, Kunden und Merchant-Line Betreiber ausgelöst werden) und spezifische Erweiterungsprojekte kategorisiert. Netzverbund- bzw. Netzan-

schlussprojekte werden im Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht, sofern die notwendigen vertraglichen Voraussetzungen vorliegen und damit eine hinreichende Planungssicherheit besteht.

Alle relevanten Marktteilnehmer erhalten hiermit im Zeitraum vom 12.06.2014 bis 06.07.2014 die Möglichkeit, im Rahmen einer Konsultation von APG zum Netzentwicklungsplan 2014 Stellung zu nehmen.

Um die zuvor angeführten Herausforderungen zu bewältigen, sind bis 2024 umfangreiche Netzverstärkungen und Netzausbauten in Österreich erforderlich. Die im APG-Netzentwicklungsplan 2014 dargestellten Projekte der kommenden zehn Jahre umfassen:

- Neue Leitungsprojekte im Ausmaß von rd. 370 km
- Umstellung von rd. 610 km Leitungen auf eine höhere Spannungsebene bzw. Auflage noch freier Leitungssysteme auf bestehenden Gestängen
- Neubau und Erweiterungen von zahlreichen Umspannwerken mit einem Ausbauumfang von rd. 170 Schaltfeldern in den Spannungsebenen 380/220/110 kV
- Für die Kupplung der Netzebenen sowie zur Versorgung der Verteilnetze ist die Errichtung von etwa 45 Transformatoren mit einer Gesamtleistung von rd. 15.000 MVA geplant (beinahe Verdopplung der bestehenden Summenleistungen der Transformatoren)
- Im Rahmen von Großprojekten wie z.B. der 380-kV-Salzburgleitung (Neubau von rd. 128 km) erfolgen umfangreiche Leitungs koordinierungen und Optimierungen der Leitungstrasse, dabei können rd. 400 km alte, kapazitätsschwache Leitungen demontiert werden
- Darüber hinaus sind umfangreiche weitere Verstärkungsmaßnahmen von Umspannwerken und Leitungen geplant

Die Abwicklung des im Netzentwicklungsplan dargestellten Ausbauumfangs an Projekten verlangen sowohl 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 Klimaschutzziele 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. strukturelle – 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 ElWOG 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 ElWOG 2010). Insbesondere wird im Gesetz (§ 40 Abs 1 Z 7 ElWOG) 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 ElWOG (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 ElWOG 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 (ElWOG 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 2014 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2015 bis 2024. Diese Projekte lassen sich grundsätzlich 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 2014 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 per Stand 30.5.2011 (kurz Merchant Lines)

Unter der Prämisse konkret definierter und verbindlicher technischer und prozeduraler

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 2014 unterfertigt 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 am Ende der Lebensdauern.

1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Ziele der Netzentwicklung gemäß § 37 Abs 3 ElWOG 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.

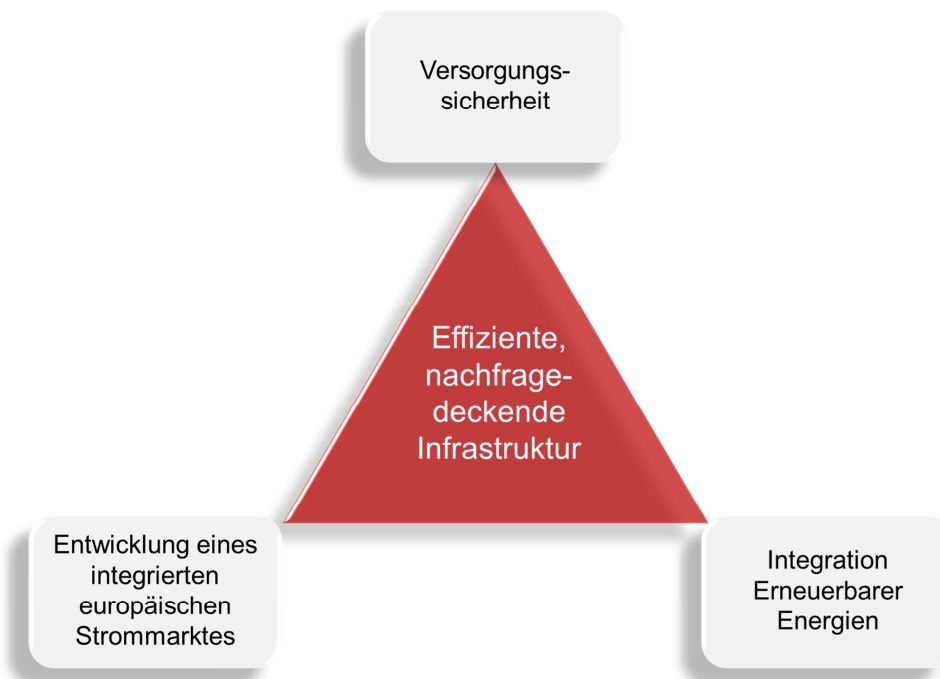


Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze

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 der 20/20/20-Ziele 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, von neuen Pumpspeicherkraftwerken als „grüne Akkus“ in den Alpen, von neuen hoch-effizienten konventionellen Kraftwerken und die sichere Anbindung von Verteilernetzen.

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

Einige Projekte des NEP sind die Grundvoraussetzung für die Einbindung neuer Kraftwer-

ke 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 20/20/20-Ziele**

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur schafft die Möglichkeit zur Netzintegration neuer RES-Erzeuger und ist damit eine Grundvoraussetzung für die Erreichung der 20/20/20-Ziele. Hierdurch können CO₂-Emissionen aus weniger klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen verringert und damit in Verbindung stehende Zertifikatskosten reduziert werden.

- **Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes**

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 Österreichs BürgerInnen 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 die europaweite Umsetzung der Klimaziele 20/20/20 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 legislatischen Rahmenbedingungen, v.a. in den Bereichen Technik und Raumordnung (u.a. fehlende Trassensicherung bei Bestands- und Planungstrassen, unterschiedliche Grenzwerte im Bereich Schall bzw. EMF, kein eigenes Genehmigungsregime für das Upgrade von Leitungen, fehlender standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess) sind zusätzliche Hemmnisse 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 2012 und NEP 2013)

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) und der NEP 2013 am 2.12.2013 (V NEP 02/13) per Bescheid gemäß § 38 EIWOG 2010 durch die ECA genehmigt.

In nachfolgender Tabelle sind die bereits in den NEP 2011, NEP 2012 und NEP 2013 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 Dürnröhr - Sarasdorf: Montage 3./4. System
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze DE (Isar/Ottenhofen)

11-8	Netzraum Weinviertel ³
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 Landschütz (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 SNG
12-3	UW Zurndorf: 3. 380/110-kV-Umspanner NBS
12-4	UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung SNG
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 SNG
12-9	UW Hadersdorf/Mürzthal: 220/110-kV-Netzabstützung SNG
12-10	(n-1)-Optimierung Leitungen
12-11	(n-1)-Optimierung Umspannwerke inkl. Thermal Rating
12-12	Optimierungsprogramm Transformatoren
12-13	110-kV-Leitung Ernsthofen – Hessenberg: Ersatzneubau Mast 23-38
12-14	Ergänzungen 380-kV-Steiermarkleitung
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg

³ Im NEP 2011 und NEP 2012 genehmigt; Änderungen im NEP2013 nicht genehmigt

13-1	UW Obersielach: 3. 380/220-kV-Umspanner
13-2	UW Westtirol Umstellung Westtirol - Deutschland (Memmingen) 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

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

1.8 Abgeschlossene Projekte zwischen Anfang 2013 und Juni 2014

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Projekte, welche planmäßig im Zeitraum zwischen Anfang 2013 und Juni 2014 in Betrieb genommen bzw. abgeschlossen werden konnten und somit in diesem Netzentwicklungsplan nicht mehr dargestellt werden.

Proj. Nr.	Projektbezeichnung	Inbetriebnahme
11-16	UW Greuth: Einbindung Merchant Line ENECO VALCANALE	Jän.13
11-18	UW Zurndorf: 380/110-kV-Netzabstützung NBS	Apr.13
11-4	UW Zell/Ziller: 2. 380/220-kV-Umspanner	Jul.13
12-2	UW Oststeiermark: 2. 380/110-kV-Umspanner SNG	Nov.13
11-17	UW St. Andrä: 110/20-kV-Netzabstützung KNG	Dez.13

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.

Zusätzlich sind jährliche Verbrauchssteigerungen von rd. 1,5 - 2% (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 20/20/20 Klimaziele der EU sind ein klares Bekenntnis zu einer nachhaltigen Energieversorgung und werden einen Beitrag zur Erhöhung der erneuerbaren Energien an der Gesamtproduktion auf 35% in Europa leisten. 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. Ähnlich ist die Entwicklung im Bereich der Fotovoltaik.

Österreich steht ebenfalls vor enormen 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 fast 1.800 MW sowie konkrete Windparkprojekte im Osten Österreichs mit einer Summenleistung von bis zu 2.500 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 geplant.

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 Engpassmanagement⁴ 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**

20/20/20-Ziele 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

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

Auf Basis nationaler Ausbaustrategien für erneuerbare Energien kommt es zu einer Erhöhung der installierten Windkraftleistung von rd. 100 GW Ende 2012 auf mehr als 200 GW bis 2020. Für Fotovoltaik zeigt sich ein ähnliches Bild. Innerhalb der letzten vier

⁴ Anwendung von netztechnischen Maßnahmen (z.B. Schrägregelung von Transformatoren, Umschaltungen von Betriebselementen) und/oder marktseitigen Maßnahmen wie v.a. Eingriff auf die Kraftwerkserzeugung durch den Netzbetreiber.

Jahre hat sich die installierte Gesamtleistung in Europa bereits fast verfünffacht (Ende 2009: ca. 17 GW, Ende 2013: ca. 80 GW).

- **Nachfrageseite national**

Demographische und wirtschaftliche Entwicklungen, regionale Verbrauchsentwicklung in Österreich, Entwicklungen des Industriesektors

- **Aufbringungsseite national**

Veränderungen des Kraftwerksparks (v.a. neue Windparks und Pumpspeicherkraftwerke), 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 6.800 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 überstaatliche Netzverbundsysteme 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 zweite Auflage des TYNDP – der TYNDP 2012 – wurde im Juli 2012 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 Marktsimulationen und Netzberechnungen durchgeführt und basierend darauf der weitere erforderliche Netzausbaubedarf im europäischen Interesse identifiziert.

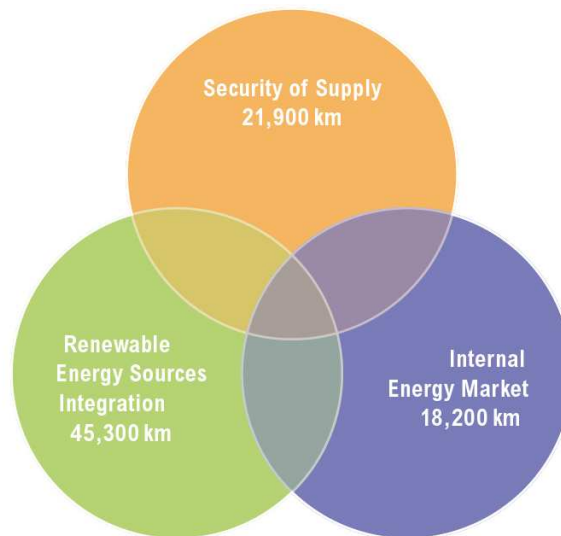


Abbildung 2: Notwendiger europäischer Netzausbau gemäß Hauptbedarfssegmenten
(Quelle: ENTSO-E TYNDP 2012)

Insgesamt wurde im TYNDP 2012 ein Netzausbaubedarf von rd. 52.300 km neuer bzw. zu verstärkender Leitungen mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rd. € 104 Mrd. identifiziert. In Abbildung 2 erfolgt eine Zuordnung des erforderlichen Netzausbaus zu den folgenden Hauptbedarfssegmenten, wobei die durch RES-Integration getriebenen Netzausbauten den weitaus größten Anteil (!) ausmachen:

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

Der TYNDP 2014 wurde im Sommer 2014 einer öffentlichen Konsultation unterzogen und wird im Herbst 2014 fertiggestellt. Die abschließende Veröffentlichung wird bis Ende 2014 erfolgen.

3.3 Energieinfrastrukturpaket – Projects of Common Interest

Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil an erneuerbaren Energien bis 2020 auf 20% 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 gibt es ein vereinfachtes, schnelleres und transparentes Genehmigungsverfahren, das durch eine zentrale Bundesbehörde abzuwickeln ist, wodurch zudem mit einem Rückgang der Verfahrenskosten zu rechnen ist.

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

- 380-kV-Salzburgleitung St. Peter – Tauern (11-10)
- 380-kV-Leitung St. Peter – Isar/Ottenhofen (11-7)
- Umstellung Donauschiene auf 380 kV (11-5)
- Leitung Lienz – Veneto Region (11-13)
- Netzraum Kärnten (Leitung Lienz – Obersielach; 11-14)
- Leitung Westtirol – Zell-Ziller (14-3)
- Reschenpassleitung (11-12)

3.4 APG-Masterplan

Die langfristige strategische Netzausbauplanung der APG erfolgt im Zuge der Erstellung des APG-Masterplans, der periodisch überarbeitet wird. 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 frühestens 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 (zusätzliche rd. 2.500 MW Windkraft bis 2018); die Umsetzung ist jedoch vor allem von den Förderungsregimen und deren Aufstockungen abhängig. Auch bei PV kommt es zu einem Durchbruch ab 2015 durch Net-Metering und Netzparität der Vollkosten des erzeugten Stroms.

Durch diese breite Basis kann die Notwendigkeit der identifizierten Masterplanprojekte als valide und robust gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen im betrachteten Szenari-

enraum erachtet werden.

Der aktuelle APG-Masterplan 2030 stellt die Basis für den gesetzlich vorgeschriebenen Netzentwicklungsplan 2014 dar und steht auf der Homepage der APG zum Download zur Verfügung. Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030 sind in nachfolgender Abbildung dargestellt und finden sich im NEP 2014 wieder.

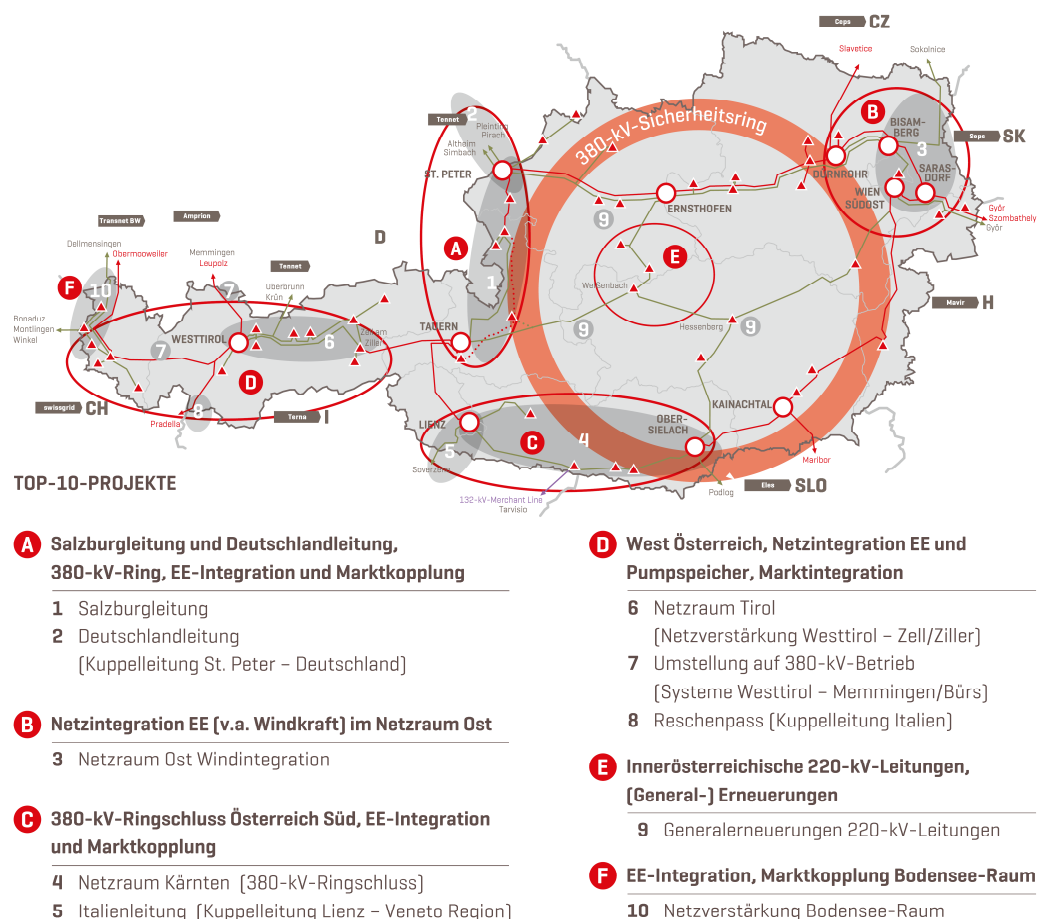


Abbildung 3: Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030

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 Pumpspeicherkraftwerken inkl. leistungsfähige Anbindung der Pumpspeicher für Ausgleichs- und Regelmöglichkeiten sowie Systemdienstleistungen (z.B. Netzwiederaufbau)
- Voraussetzung für die Netzintegration von Erzeugungsanlagen (neue RES und konventionelle Kraftwerke)
- Erreichung der Ökostrom- und 20-20-20-Ziele 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 Marktzonen (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

Eine ausführlichere Beschreibung der einzelnen Masterplanprojekte der APG findet sich in den Kapiteln 4.4 und 4.5.

4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2014

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan 2014 (NEP 14) werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte entsprechend den in Kapitel 1.3 beschriebenen Rahmenbedingungen bzw. unter Zugrundelegung der dort erörterten Voraussetzungen 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 nun im Rahmen des NEP 2014 zur Genehmigung eingereicht werden (Kapitel 4.5).

Die Detailbeschreibungen der Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse wurden von der APG erstellt; für Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke, Kunden und Merchant Lines wurden jeweils Angaben von den Marktteilnehmern für die Beschreibung herangezogen. Die APG hat hierfür sämtliche Marktteilnehmer kontaktiert, welche im Vorfeld Anfragen auf Netzanschluss bzw. Netznutzung/ Netzverbund bzw. Netzkooperation an die 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	Netztechnische und energiewirtschaftliche Untersuchungen, systematische Lösungsfindung mittels technischer und wirtschaftlicher Variantenvergleiche, Trassenraumuntersuchungen, Festlegung der Ausbauvariante und des Ausbauumfanges, grundsätzliche Standortsuche bei neuen Umspannwerken; ggf. Erstellung einer Grundsatzvereinbarung zur Dokumentation der gewählten Ausbauvariante und als Grundlage für das Vorprojekt. <i>Kosten bzw. Leistungen: Großteils Eigenleistungen, eventuell Fremdleistungen für Studien (v.a. bei Leitungsprojekten)</i>
Vorprojekt	Für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern besteht eine abgeschlossene Grundsatzvereinbarung Detaillierte Trassenüberlegungen, Trassenplanung, techn. Detailplanung Erstellung von Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht, Materiengesetze oder UVE) Behördeneinreichung und laufendes Genehmigungsverfahren Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide <i>Kosten bzw. Leistungen: Eigen- und Fremdleistungen</i>

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

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

- Projektnummer (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 Pro-

jektverschiebungen durch den Projektwerber behält sich APG darüber hinaus vor, das Projekt aus dem NEP zurückzuziehen.

4.3 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2014

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2014 (NEP-Projektabelle und geographische Darstellung). Die im Zeitraum 2015 – 2017 geplanten Projekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EWOOG 2010 dar (3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2018 – 2024 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	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
11-5	Umstellung Donauschiene auf 380 kV											
11-6	380-kV-Leitung Dürnrohr - Sarasdorf: Montage 3./4. System	◇										
12-1	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun - NK Tauern			◇								
13-1	UW Obersielach: 3. 380/220-kV-Umspanner			◇								
14-2	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Ersatzneubau						◇					
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern							◇				
14-1	Integration der 110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ				◇							
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Isar/Ottenhofen)					◇						
11-12	Reschenpassleitung					◇						
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner						◇					
13-2	UW Westtirol Umstellung Westtirol - Deutschland (Memmingen) auf 380 kV						◇					
11-11	Zentralraum Oberösterreich							◇				
11-8	Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)								◇			
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	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
12-3	UW Zurndorf: 3. 380/110-kV-Umspanner NBS (Anschluss Windkraft)	◇										
12-5	UW Sarasdorf: 2. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ und Anlagenerweiterung (Anschluss Windkraft)	◇										
12-4	UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung SNG		◇									
12-8	UW Kainachtal: 4. 380/110-kV-Umspanner SNG		◇									
11-21	UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz		◇									
12-6	UW Bisamberg: 3. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ (Anschluss Windkraft)		◇									
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			◇								
13-5	UW Großraming: 110/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ (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)				◇							
11-25	UW Landschütz: 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					◇						
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 2014

Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
11-19	UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos	◇										
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	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
12-14	Ergänzungen 380-kV-Steiermarkleitung											
12-13	110-kV-Leitung Ernsthofen – Hessenberg: Ersatzneubau Mast 23-38	◇										
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 2014



Abbildung 4: Geographischer Überblick über die Projekte

4.4 Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2013)

Die im gegenständlichen Kapitel dargestellten Projekte wurden bereits mit dem NEP 2011 am 16.12.2011, mit dem NEP 2012 am 29.11.2012 sowie mit dem NEP 2013 am 2.12.2013 von ECA per Bescheid genehmigt.

4.4.1 Umstellung Donauschiene auf 380 kV

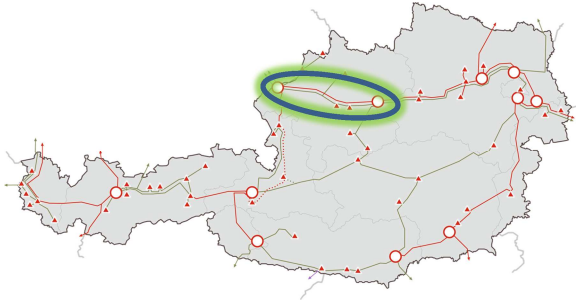
Projektnummer: 11-5	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2013/14

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die bestehende Leitung NK Ernsthofen - NK St. Peter wurde als 380-kV-Leitung genehmigt und errichtet und wird derzeit mit 220 kV betrieben. In Kombination mit der parallelen 220-kV-Leitung NK Ernsthofen - UW Sattledt - UW Hausruck - UW Aschach - NK St. Peter konnte mit diesen insgesamt vier Leitungssystemen bislang betrieblich das Auslangen gefunden werden.

Aufgrund der energiewirtschaftlichen Entwicklungen und mit der geplanten Errichtung der 380-kV-Leitungsverbindung nach Deutschland sowie der Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern wird sich die notwendige Übertragungskapazität auf der Leitung NK Ernsthofen - NK St. Peter erhöhen.

Die Umstellung auf 380 kV ist eine wesentliche Maßnahme für die Vollendung des 380-kV-Ringschlusses.



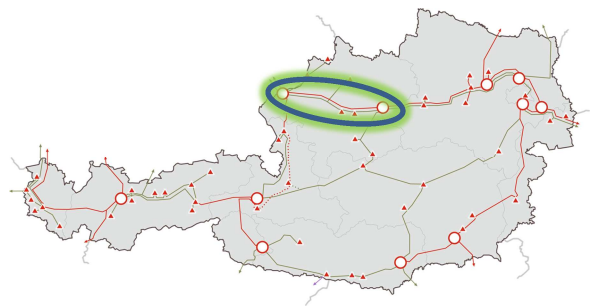
Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage im NK Ernsthofen (SW Kronstorf)
- Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage im NK St. Peter und einer 380/220-kV-Umspannung (2 x 600 MVA); genehmigt als Teil von LFP08-01
- Umstellung der Bestandsleitung (Systeme 431/432) von 220-kV- auf 380-kV-Betrieb

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit der Umstellung der Donauschiene auf 380 kV wird eine bedeutende Erhöhung der Ost-West-Kapazität sowie eine Steigerung der (n-1)-Sicherheit und -Reserven erreicht. Diese wesentliche Erhöhung kann mit vergleichsweise geringen Investitionskosten ggü. einem Leitungsneubau erreicht werden.

Weiters werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transport-



mengen deutlich reduziert (auf ca. 1/3) bzw. deutlich höhere Transportmengen ohne zusätzlichen Leitungsbau ermöglicht.

Die vollständige Umstellung der Donauschiene ist ein unverzichtbarer Teil des 380-kV-Sicherheitsringes für Österreich und der leistungsstarken Verbindung der nord-östlichen Netzbereiche mit dem Zentralalpenraum (insbesondere für die Interaktion Windkraft und Speicherkraftwerke).

Weitere Statusdetails

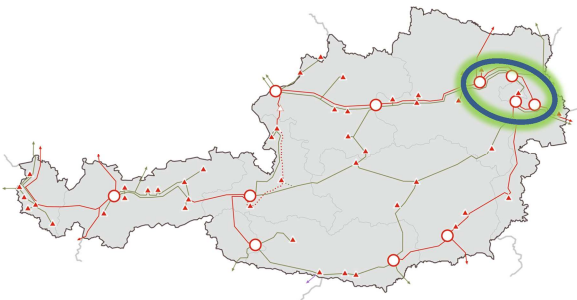
- APG-Masterplan 2020 (Projekt 6)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 221); TYNDP 2012 (Projekt 47.221)
- PCI 3.1.3
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*
- Eine Teilinbetriebnahme wurde bereits im Jahr 2013 durchgeführt. Die Vollenbetriebnahme mit dem 2. Transformator in St. Peter ist Ende August 2014 erfolgt.

4.4.2 380-kV-Leitung Dürnrohr-Sarasdorf: Montage 3./4. System

Projektnummer: 11-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2014

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich (insbesondere der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien im Osten Österreichs) und im europäischen Umfeld werden in Zusammenhang mit dem Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten in Zukunft stärkere West-Ost-Flüsse im APG-Netz verursachen. Der Leitungszug Dürnrohr - Bisamberg - Sarasdorf - Wien Südost ist eine der wichtigsten und kritischsten 380-kV-Verbindungen in Österreich, insbesondere für die Versorgung von Wien. Die Ausführung der Maste als Vierfachleitung ermöglicht derzeit noch auf dem Abschnitt zwischen Dürnrohr und Sarasdorf die Auflage von zwei zusätzlichen Leitungssystemen.



Projektbeschreibung und technische Daten

Die beiden zusätzlichen 380-kV-Leitungssysteme werden mittelfristig vom NK Dürnrohr ohne Einbindung im NK Bisamberg zum NK Sarasdorf geführt. Langfristig ist eine Einschleifung der beiden Systeme in Bisamberg technisch bereits vorgesehen, um die Versorgung Wiens nachhaltig abzusichern. Außerdem wird im NK Sarasdorf eine zusätzliche Einschleifung für das von Wien Südost kommende und nach Győr/Ungarn abgehende System 444 gebaut. Die Gesamtlänge der Aufrüstung beträgt 106,6 km.

Die Montage des 2. Systems auf der 380-kV-Ltg. KW Dürnrohr – NK Dürnrohr wird ebenfalls mit dem 3. und 4. System umgesetzt, um Synergieeffekte bei Beschaffung und Montage zu nutzen und künftig Revisionen besser zu ermöglichen. Die Auflage des 2. Systems ist jedoch Teil des Projektes 12-7 „UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN“.

Einige für die Auflage des 3./4. Systems notwendigen Komponenten (z.B. Bündelabstandhalter, Isolatoren, Armaturen) wurden teilweise aus dem Projekt 380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter (Projekt 11-2) gewonnen.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Netzknoten Bisamberg und Wien Südost sind bedeutende Einspeisepunkte für das Wiener Verteilernetz. Durch eine leistungsstarke und sichere Leitungsverbindung dieser Einspeisepunkte erhöht sich insbesondere auch die Versorgungssicherheit Wiens. Durch den erwarteten massiven Zubau an Windkrafterzeugung im Osten Österreichs werden sich die Belastungen der diese Einspeisepunkte verbindenden 380-kV-Leitungen weiter erhöhen.

Die Verstärkung des Leitungszugs Dürnrohr – Sarasdorf bedeutet letztlich deutlich höhere Redundanzen bzw. (n-1)-Reserven und damit höhere Versorgungssicherheit in der Nord- und Südansepeisung Wiens. Dies ermöglicht weitere netzbetriebliche Optionen zur Bewältigung von Engpässen in diesem Netzraum (insbesondere 220-kV-Ltg. NK Bisamberg – NK Wien Südost).

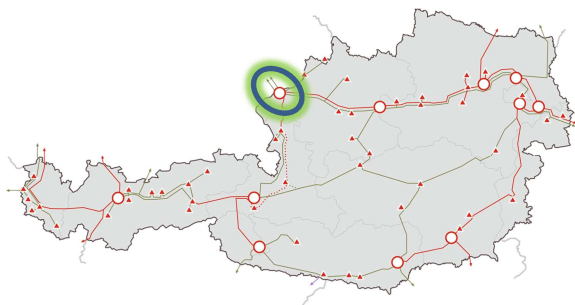
Die in der ursprünglichen Errichtung des Leitungszuges bereits vorgesehene Auflage von zwei zusätzlichen Systemen auf den bereits bestehenden Gestängen ermöglicht eine kostengünstige Kapazitätserweiterung unter Nutzung der Synergien im Zusammenhang mit dem Projekt 380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter (Projekt 11-2).

Weitere Statusdetails

- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 217); TYNDP-Package 2012 (Regional Investment Plans CCE, CCS: Projekt 217)
- Das Projekt stellt eine wesentliche Voraussetzung für die Netzintegration zusätzlicher Windkraftanlagen im Osten Österreichs dar
- Die Inbetriebnahme ist im August 2014 erfolgt
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt*

4.4.3 380-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
Auslöser und technische Notwendigkeit Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland (Strommarkt) führt insbesondere aufgrund der Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zu stark steigenden Netzbelastungen an den 220-kV-Kuppelleitungen in St. Peter. Die Übertragungskapazitäten der bestehenden 220-kV-Leitungen St. Peter - Simbach/Altheim sowie St. Peter - Pirach/Pleinting sind zeitweise bereits ausgeschöpft und die Netzbelastungen in diesem Netzbereich zeitweise nur mit Engpassmanagement zu beherrschen. Durch den absehbaren weiteren Ausbau der Windkraft in Nordeuropa und der Pumpspeicherkraftwerke in den österreichischen Alpen sind hinsichtlich deren zukünftiger Interaktion steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten. Die derzeitigen Maßnahmen werden mittelfristig nicht mehr ausreichen, um die (n-1)-Sicherheit dauerhaft zu gewährleisten. Mit TenneT TSO GmbH (deutscher Übertragungsnetzbetreiber) wurde übereinstimmend festgestellt, dass bis 2018 ein 380-kV-Ersatzneubau vom Netzknoten St. Peter zu den nächsten leistungsstarken deutschen Netzknoten (Isar und Ottenhofen) erfolgen soll, so dass eine weitere leistungsstarke 380-kV-Netzverbindung zwischen dem österreichischen und deutschen Übertragungsnetz hergestellt wird. Damit soll das gemeinsame Marktgebiet abgesichert und die Wechselwirkung zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich (green batteries) möglichst uneingeschränkt gesichert werden. 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 ist 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 bestehende 220-kV-Leitung errichtet werden.

Den 380-kV-Abschnitt zwischen dem Netzknoten St. Peter und der Staatsgrenze wird APG errichten, wobei aktuell im Rahmen des Vorprojektes die optimale Leitungs- und Trassenkonfiguration in Zusammenhang mit der Leitung nach Pleinting evaluiert wird; im Abschnitt ab der Staatsgrenze errichtet die TenneT TSO GmbH die 380-kV-Leitung.

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

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.“

Die Projektplanung wurde dementsprechend angepasst. Entsprechend der Genehmigungsbedingung kann mit der Errichtung des österreichischen Leitungsabschnittes erst nach Vorliegen aller erforderlichen Genehmigungen für den deutschen Leitungsabschnitt bis Isar/Ottenhofen begonnen werden.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die neu zu errichtende 380-kV-Leitung (Deutschlandleitung) erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit Windenergieanlagen im Norden Europas und damit eine extensivere Nutzung der Windenergie im Sinne der europäischen Klimaziele. Österreich und Deutschland bilden derzeit ein Marktgebiet mit einem Marktpreis. Mit dieser Leitung werden die Aufrechterhaltung dieses einheitlichen Marktgebietes und auch eine erhöhte Austauschleistung möglich sein. Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert (auf ca. ein Drittel).

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2030 (Projekt 2)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 212); TYNDP 2012 (Projekt 47.212)
- PCI 3.1.1
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt*

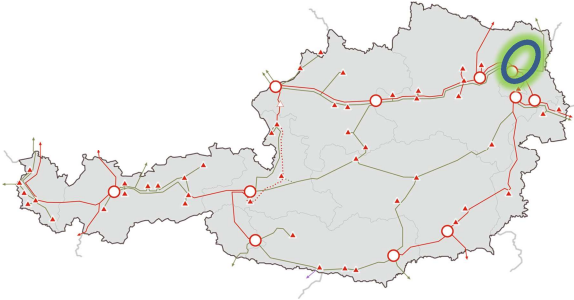
4.4.4 Netzraum Weinviertel

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

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die bestehende 220-kV-Freileitung von Bisamberg Richtung Staatsgrenze (Sokolnice) wurde teilweise in den Kriegsjahren bzw. danach errichtet und 1958 in Betrieb genommen. Sie führt durch das östliche Weinviertel, in dem ein starker Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern erfolgt. Gemäß Informationen von Netz NÖ sind per Stand Februar 2014 Windkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt rd. 500 MW im Weinviertel installiert. 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.

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.



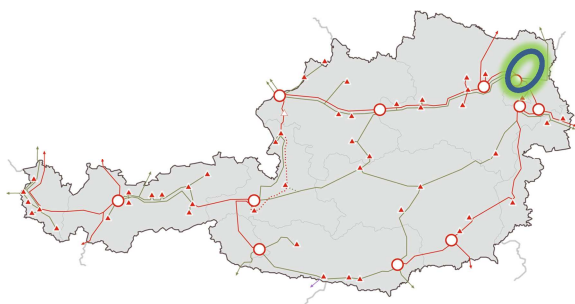
Projektbeschreibung und grundlegende Daten

Um die Netzeinbindung der erneuerbaren Energieträger – insbesondere der Windkraft – zu ermöglichen, sind die Übertragungsnetzinfrastruktur im östlichen Weinviertel zu verstärken und Umspannwerke auszubauen. Zudem ist eine neue 110-kV-Netzabstützung im nördlichen Weinviertel geplant (Projekt NEP 13-7).

Als kurzfristig umsetzbare Maßnahme zur Erhöhung der Einspeisekapazität wurden die Projekte 12-6 und 13-3 in den NEP aufgenommen – diese werden bis Ende 2015/Anfang 2016 umgesetzt und ermöglichen den Netzanschluss von insgesamt max. 900 MW Windkraft im Weinviertel bis 2016.

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



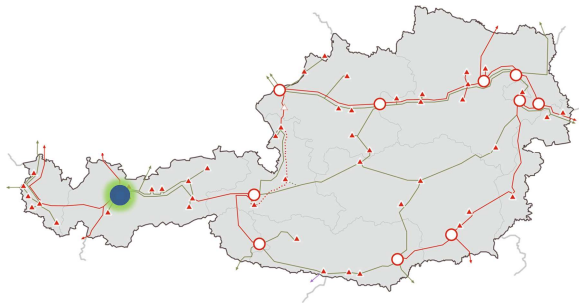
energiepolitischen Zielsetzungen. Darüber hinaus können durch die Netzverstärkung die erwarteten Verbrauchssteigerungen abgedeckt sowie die Versorgungssicherheit und -qualität im Weinviertel erhalten werden.

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2030 (Projekt 3)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 217); TYNDP-Package 2012 (Regional Investment Plans CCE, CCS: Projekt A103)
- 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 Windkraftbranche laufen
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 wurden nicht genehmigt.*

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

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. 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 zurzeit 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 der 220-kV-Schaltanlage notwendig. Detaillierte Evaluierungen zur Klärung des konkreten Umfangs der erforderlichen Verstärkungsmaßnahmen sind derzeit im Gange.		



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

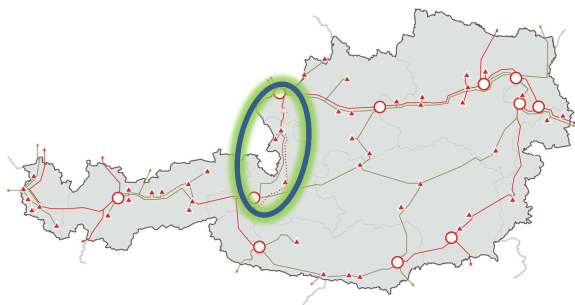
- Ermöglichen des (n-1)-sicheren Transportes infolge stetig steigender Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales sowie durch neue und zukünftige Erzeugungsanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich sowie Entwicklungen des energiewirtschaftlichen Umfelds in benachbarten Netzbereichen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

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2030 (Projekt 6)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 (Projekt 47.219)
- PCI 2.1
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 genehmigt*

4.4.6 380-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
Auslöser und technische Notwendigkeit 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. 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 (20/20/20), da diese ein leistungsfähiges Übertragungsnetz erfordern. Aus energiewirtschaftlicher Sicht werden über die Salzburgleitung auch die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen Windenergiestandorten sowie Verbraucherzentren verbunden. 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. 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.		



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:

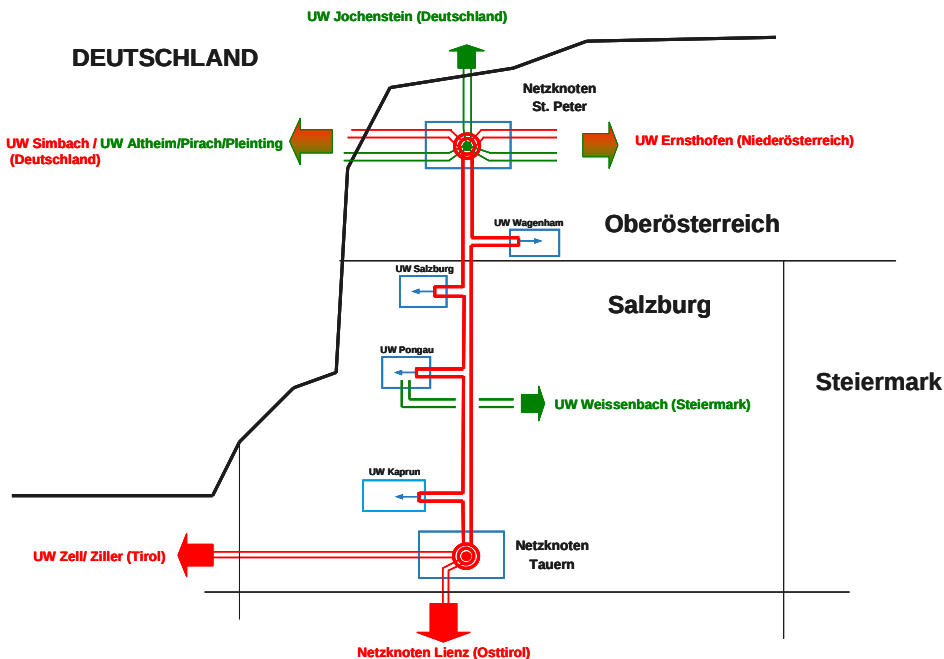
- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Netz OÖ
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Großraum Salzburg
- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH 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
- Leitungs koordinierung: 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 (Leitungs koordinierungsvertrag) 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 Netzknoten St. Peter - Netzknoten 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 Statusdetails

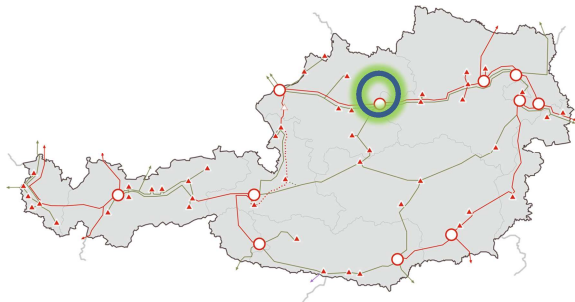
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 1)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekte 215/216); TYNDP 2012 (Projekt 47.26.216)
- TEN-E Projekt (Projekte E217/6 und E256/09)
- PCI 3.1.2
- Leitungs koordinierungsvertrag mit Salzburg Netz GmbH im Mai 2012 abgeschlossen.
- Die Einreichung der UVE erfolgte im September 2012, das UVP-Verfahren ist derzeit anhängig (die mündliche Verhandlung fand im Zeitraum von 2.6.2014 bis 5.6.2014 in Salzburg statt).
- 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 2016 möglich, dies hat eine Inbetriebnahme 2020 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 (UW Wagenham, Erweiterungen bzw. Änderungen im Netzknoten St. Peter und im UW Salzburg).
- Gemäß Leitungs koordinierungsvertrag werden alle 380-kV-Anlagenteile und Umspannungen auf 110 kV im Eigentum von APG stehen (d.h. Netzebene 1 und 2), zusätzlich werden 110-kV-Anlagen und Betriebsmittel im Eigentum von APG oder Salzburg AG stehen (auf der 110-kV-Ebene sind zahlreiche Umbauten, Mitführungen, Verkabelungen etc. geplant).
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 genehmigt*

4.4.7 Zentralraum Oberösterreich

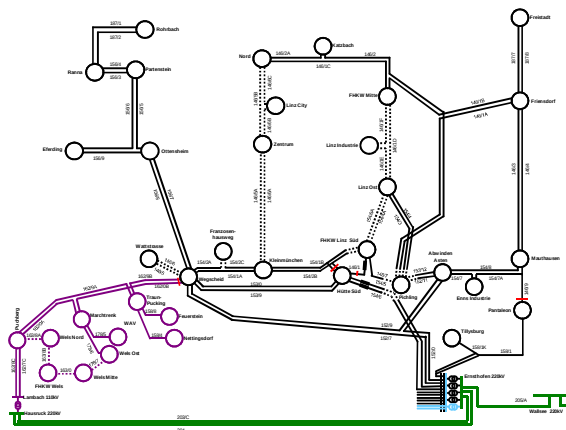
Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2020/21

Auslöser und technische Notwendigkeit

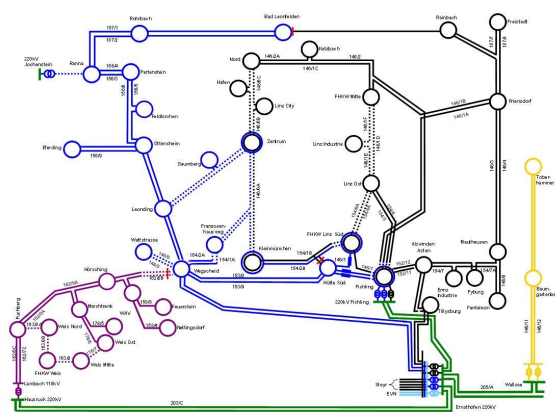
- Erreichen der Übertragungsgrenzen der 110-kV-Anspeiseleitungen des Zentralraumes Oberösterreich bzw. der (n-1)-Grenzen der bestehenden 220/110-kV-Regelhauptumspanner in Ernsthofen
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher 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 ($S_{\text{therm.}}$)

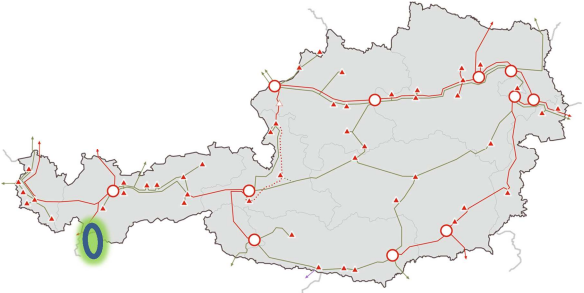
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- 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 Statusdetails

- Netztechnisches Konzept ist endabgestimmt zwischen den Netzbetreibern
- Vorprojekt laufend bei APG
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt*

4.4.8 Reschenpassleitung

Projektnummer: 11-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2018
Auslöser und technische Notwendigkeit 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.  Projektbeschreibung und technische Daten Die Planungsüberlegungen 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). Neben der geringen erforderlichen neuen Trassenlänge in Österreich aufgrund der unmittelbaren Nähe zur Staatsgrenze ermöglicht dieses Projekt netztechnisch zusätzlich eine 380/110-kV-Netzabstützung des Verteilernetzes TINETZ. Auf italienischer Seite wird die Leitung in der Lombardia Region in das bestehende Netz eingebunden. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen 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. Darüber hinaus kann bei zusätzlicher Realisierung der 380/110-kV-Netzabstützung die Versorgungssicherheit im regionalen Verteilernetz der TINETZ bedeutend erhöht werden. In Zusammenhang mit Projekt NEP 11-13 kann durch Realisierung des Reschenpassprojektes im Zeitraum des Ersatzneubaus der Leitung Lienz – Soverzene eine adäquate Marktkapazi-		

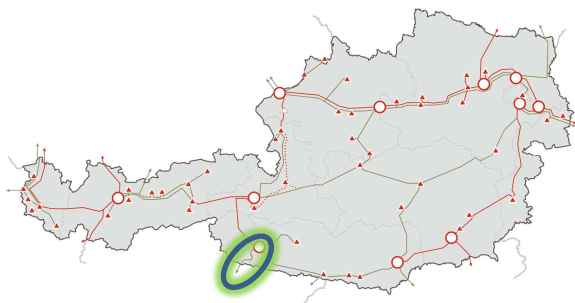
tät an der Übergabe Österreich – Italien sichergestellt werden.

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2030 (Projekt 8)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (siehe TYNDP S. 227); TYNDP 2012 (Projekt 26.A102)
- PCI 3.3
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 genehmigt*

4.4.9 380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Veneto Region)

Projektnummer: 11-13	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2023
Auslöser und technische Notwendigkeit 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. 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. 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. Projektbeschreibung und technische Daten Das Projekt sieht den Ersatzneubau der bestehenden 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Soverzene) als einsystemige 380-kV-Leitung auf optimierter Trasse vor: • Spannung: 380 kV • Leitungslänge in AT (UW Lienz - Staatsgrenze): ca. 35 km • Einsystemige Leitung Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen 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. 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-		



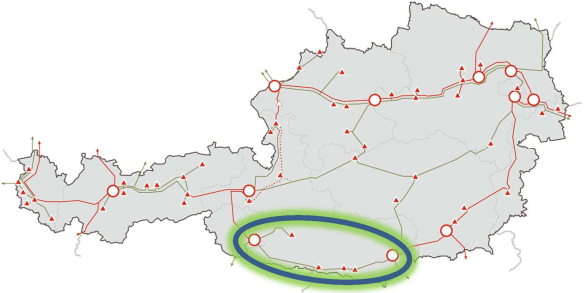
lichen. Eine Verstärkung der Netzkapazität im Sinne dieses Projektes deckt sich daher sowohl mit dem netzbetrieblichen wie auch dem marktseitigen Bedarf.

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 Statusdetails

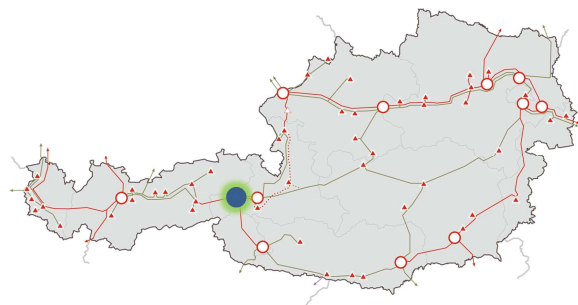
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 5)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 63); TYNDP 2012 (Projekt 26.63)
- TEN-E Projekt (Projekt E136/01)
- PCI 3.2.1
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt*

4.4.10 Netzraum Kärnten

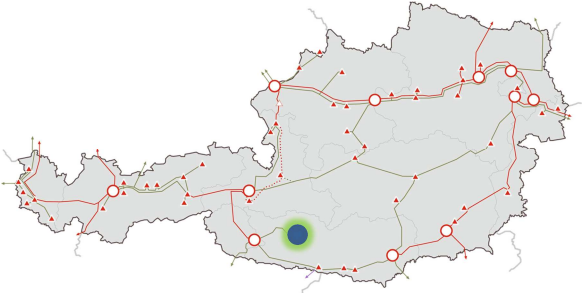
Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: ~2023
Auslöser und technische Notwendigkeit Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und Europa, Potentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke, die Interaktion 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.  Projektbeschreibung und technische Daten Unter Berücksichtigung der genannten Auslöser werden aktuell zwei Varianten für die Netzentwicklung des Raumes Kärnten untersucht. Der dargestellte Umsetzungszeitraum beruht auf den aktuellen legislatischen Rahmenbedingungen. Sollte in den nächsten Jahren durch den Bundesgesetzgeber die Möglichkeit des Upgrades von Bestandsleitungen legislativ vorgesehen werden, wäre dieses Projekt vorzeitig realisierbar. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen 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 Netzan-schluss 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. Weitere Statusdetails • 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) • PCI 3.2.2 • <i>Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt</i>		

4.4.11 UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos

Projektnummer: 11-19	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014
Auslöser und technische Notwendigkeit Herstellung eines neuen Netzanschlusses für die Netzeinbindung des ÖBB-Projektes Kraftwerk Tauernmoos (Pumpspeicherkraftwerk und vollstatischer Umrichter 16,7/50 Hz). Projektbeschreibung und technische Daten 380-kV-Netzeinbindung des ÖBB-Kraftwerkes Tauernmoos (Pumpspeicherkraftwerk samt vollstatischem Umrichterwerk) mittels neu zu errichtendem UW Schwarzenbach. Im UW Schwarzenbach ist die Errichtung eines 380/110-kV-Transformators mit 300 MVA geplant, der über eine 380-kV-Freiluftschaltanlage an das Übertragungsnetz der APG angeschlossen wird. Die Anbindung an das Übertragungsnetz der APG ist mittels einsystemiger Einschleifung der 380-kV-Leitung Tauern – Zell/Ziller (Sys.Nr. 417) geplant. 110-kV-seitig wird der 380/110-kV-Transformator über eine 110-kV-Schaltanlage an das neu zu verlegende 110-kV-Kabel Richtung ÖBB-Kraftwerk Tauernmoos (bzw. an das statische Umrichterwerk Uttendorf 16,7/50Hz) angeschlossen. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Einbindung des ÖBB-Pumpspeicherkraftwerkes Tauernmoos in das öffentliche Stromnetz sowie Kupplung des ÖBB-Stromnetzes mit dem öffentlichen Stromnetz zur weiteren betrieblichen Absicherung der Bahnstromversorgung. • Die Einbindung des Pumpspeichers in das öffentliche 50 Hz-Netz ist sowohl aus ÖBB Sicht wie auch im Kontext mit der Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa energiewirtschaftlich zweckmäßig. Weitere Statusdetails • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch ÖBB-Infrastruktur AG • Der UVP Bescheid ist für alle Anlagenteile seit Mai 2012 rechtskräftig • Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt		



4.4.12 UW Malta Hauptstufe: 220-kV-Einbindung KW Reißbeck II

Projektnummer: 11-20	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014/15
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Projekt dient dem Netzanschluss des in Fertigstellung befindlichen Pumpspeicherkraftwerks (PSKW) Reißbeck 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 Mühlendorfer 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 Reißbeck 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 Reißbeck II“ und stellt den Netzanschluss an das Übertragungsnetz bzw. den Netzzutritt des PSKW Reißbeck II dar. Für die Ab- und -zuleitung der elektrischen Energie von der Kavernenkraftstation im Mühlendorfer 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 genützt (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:

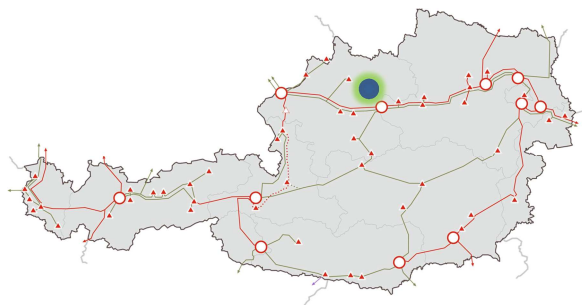
- Wesentlicher Beitrag zur Stromversorgungssicherheit durch flexible Einsatzweise (Stromproduktion oder Energieaufnahme)
- Sichere Strombedarfsdeckung in Spitzenverbrauchszeiten und Bereitstellung von Ausgleichsenergie
- Steigerung der Effizienz bestehender Wasserkraftanlagen und Ausbau bestehender Kraftwerksstandorte

Weitere Statusdetails

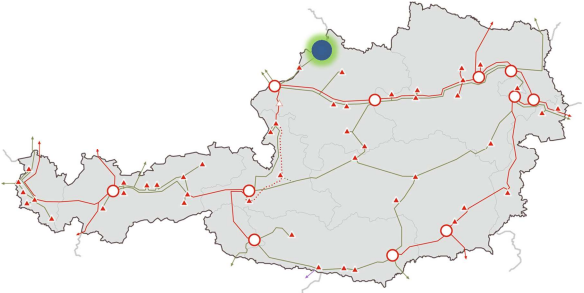
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch VERBUND Hydro Power AG
- Zeitplan: Die Errichtung des Kraftwerkes befindet sich in der Finalphase. Die Errichtung der Anlagenteile zur Netzeinbindung des KW Reißbeck II erfolgt durch VERBUND Hydro Power AG, seitens APG sind begleitende Arbeiten für die Inbetriebnahme erforderlich
- Die Inbetriebnahme des Kraftwerks wurde durch Verzögerungen im Bau durch den Partner auf Mitte 2015 verschoben.
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.4.13 UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz

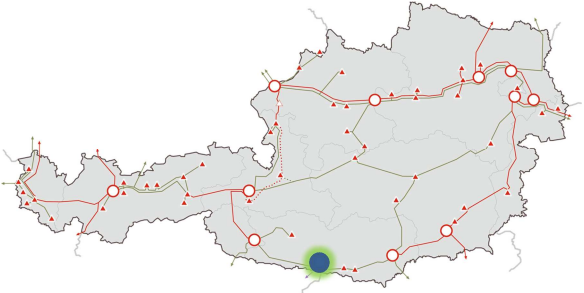
Projektnummer: 11-21	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2015
Auslöser und technische Notwendigkeit • Hohe Belastungen der 110-kV-Anspeiseleitungen in den Zentralraum OÖ., v.a. der Leitung Ernsthofen – Hütte • Lastzuwachs im Bereich Leonding – Gaumberg führt zu Belastungen der bestehenden 10-kV-Verteilernetz der Linz Strom Netz GmbH • Verbesserung der Spannungssituation an den 10-kV-Netzausläufern im Raum Pasching – Dörnbach – Thürnau – Straßham Projektbeschreibung und technische Daten Die Einbindung des UW Leonding erfolgt in das bestehende 110-kV-Netz durch Auftrennung der 110-kV-Systeme 156/7 und 156/8 und zweisystemige Einschleifung in die 110-kV-Schaltanlage des UW Leonding. Zur Abstützung des 110-kV-Netzes im Linzer Raum (Netztrennung zur Reduktion der Kurzschlussleistung und Verkleinerung der Erdschlussbezirke) ist zukünftig vorgesehen, ausgehend vom UW Leonding eine 110-kV-Kabelverbindung Richtung UW Zentrum zu errichten. • 110-kV-Schaltanlage (APG/Linz Strom Netz) • Linz Strom Netz: 2 Stück 110/10-kV-Umspanner mit einer Nennleistung je 20 MVA und 10-kV-Schaltanlage Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit • Verbesserung des Netzbetriebes • Reduktion der Netzverluste • Projektabschnitt zur Trennung des 110-kV-Netzes im Großraum Linz Weitere Statusdetails • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation von Linz Strom Netz GmbH • Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 genehmigt		



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

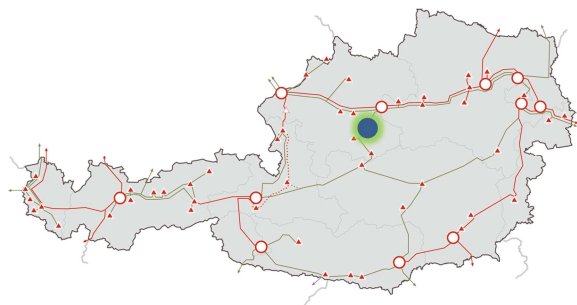
Projektnummer: 11-22	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2016
Auslöser und technische Notwendigkeit Das obere Mühlviertel mit den Umspannwerken Partenstein, Ranna und Rohrbach wird über eine 73 km lange 2-systemige 110-kV-Freileitung aus Wegscheid versorgt. 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 - o Kabellänge: 2 Systeme mit je 4,8 km Länge (Endausbau) - o 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 Statusdetails • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Netz OÖ • Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt		

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

Projektnummer: 11-23	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2016
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 zweisystemige Einschleifung in die bestehende 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach geplant, wobei die Umspannung mittels zweier Regelhauptumspanner mit einer Scheinleistung 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 Statusdetails • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation seitens KNG • Die positiven Bescheide zur elektrizitätsrechtlichen Bewilligung seitens des Amtes der Kärntner Landesregierung für die 110-kV-Anlagen und des BMFW für die 220-kV-Anlagen liegen vor • Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt		

4.4.16 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
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 zweisystemige 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 leistungstarker 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.

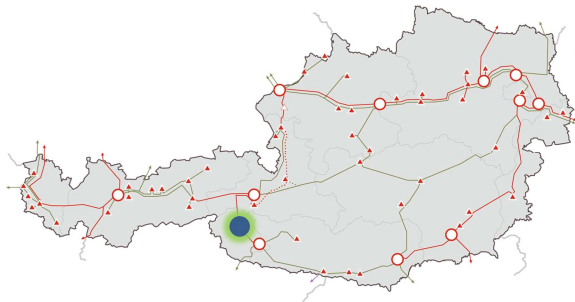
Das Gesamtvorhaben erfüllt genau diese Anforderung nach zusätzlichen regulativen Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise erhöhter Bereitstellung von Ausgleichsenergie infolge geänderter Erzeugungsformen und ausgeprägter Lastprofile des Verbrauchs. Durch den individuellen Einsatz entweder im Pumpbetrieb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

Weitere Statusdetails

- 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
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt*
- Der Partner hat erneut um eine einjährige Verschiebung des Umsetzungsprojektes angesucht

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

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



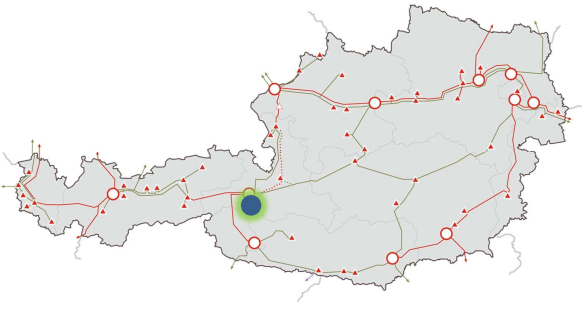
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- 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 Energiequellen in das Verteiler-Netz (z.B. Kleinwasserkraftwerke)

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der TINETZ
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt; Änderungen im NEP 2012 genehmigt*

4.4.18 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 AG (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 Ausbauschritte 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 Schalthandlungen weitergeschaltet werden kann.

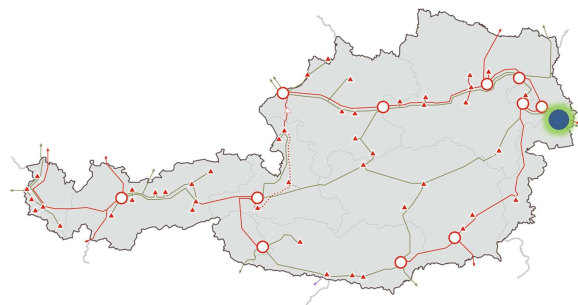
Zudem stellt das UW Kaprun eine zentrale Anspeisung des 110-kV-Netzes der Salzburg Netz GmbH dar weshalb der Ersatzneubau der Netzabstützung Kaprun auf 380 kV darüber hinaus Relevanz für die Versorgungssicherheit im Raum Pinzgau und Pongau hat.

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch VERBUND Hydro Power AG
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 genehmigt*

4.4.19 UW Zurndorf: Dritter 380/110-kV-Umspanner NBS

Projektnummer: 12-3	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014
Auslöser und technische Notwendigkeit Im Burgenland wird derzeit Ökostrom mit einer Gesamtleistung von rd. 860 MW (Stand Mai 2014) in das Netz von Netz Burgenland Strom GmbH (NBS) eingespeist. Aufgrund der besonderen Wind-Gunstlage des Burgenlands konnten Netzzugangsverträge für Windparkprojekte im Ausmaß von weiteren rd. 280 MW mit NBS abgeschlossen werden. Zur Netzintegration der geplanten Windenergie sind umfangreiche Erweiterungen bzw. Verstärkungen im Netz von NBS erforderlich. Da in Schwachlastzeiten der überwiegende Teil der Einspeiseleistung in das übergeordnete 380-kV-Übertragungsnetz der APG eingespeist wird, ist die Errichtung und der Betrieb eines zusätzlichen Umspanners im UW Zurndorf erforderlich. Die leistungsmäßige Anbindung der Windkrafteinspeiser mittels 380/110-kV-Transformatoren erfolgt gemäß den Vereinbarungen zwischen den Partnern, wobei die (n-1)-Sicherheit der Umspannung von Netz Burgenland Strom GmbH nicht gefordert wird. Projektbeschreibung und technische Daten Im Rahmen des Projektes ist die Errichtung eines dritten 380/110-kV-Umspanners im UW Zurndorf mit einer Leistung von 300 MVA und der Ausbau der zugehörigen 380- und 110-kV-Schaltfelder vorgesehen. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Gewährleistung der Einspeisung der Windenergie im Burgenland. Weitere Statusdetails - Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der NBS <i>Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt</i>		

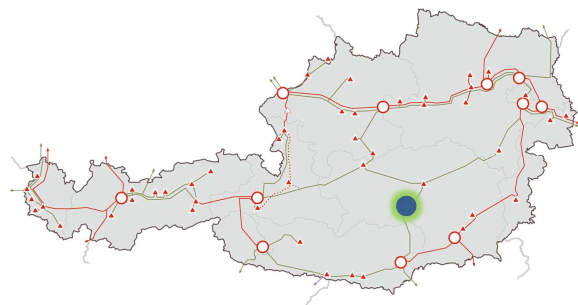


4.4.20 UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung SNG

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 SNG. 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 SNG. 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 Murtals 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 Statusdetails

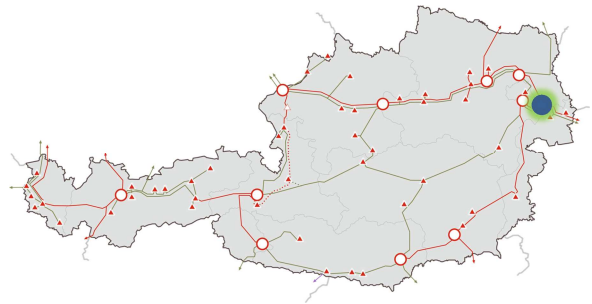
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der SNG
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt*

4.4.21 UW Sarasdorf: Zweiter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ u. Anlagenerweiterung

Projektnummer: 12-5	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014

Auslöser und technische Notwendigkeit

Derzeit (Stand Februar 2014) sind rund 250 MW Windkraftleistung im Brucker Becken an das Verteilernetz der Netz NÖ angeschlossen. Aufgrund der aktuellen Netzzutrittsanträge von Windparkerrichtern an Netz NÖ ist ein Anstieg der installierten Windkrafterzeugung bis zu einer Höhe von 560 MW (Stand Februar 2014) zu erwarten.



Diese hohe Einlieferleistung übersteigt die lokal verbrauchte Leistung um ein Vielfaches. Zum Abtransport der überschüssigen Leistung und Einspeisung in das Übertragungsnetz der APG ist eine Erhöhung der Umspannerleistung im UW Sarasdorf notwendig.

Zusätzlich ist seitens Netz NÖ der Ersatzneubau einer 110-kV-Leitung geplant, die die Zentren der Windkrafterzeugung im Bereich Höflein/Petronell/Prellenkirchen mit dem UW Sarasdorf verbindet.

In einem ersten Ausbauschritt ist die Erhöhung der Übertragungskapazität durch die Errichtung eines zweiten 380/110-kV-Umspanners in Sarasdorf geplant. Für eine allfällig weiter anhaltende Erhöhung der Einlieferleistung durch Windkraftwerke (Erschließung neuer Standorte im Bereich Seibersdorf/Wasenbruck/Hof, Beginn des Repowerings, Einspeisung durch Photovoltaik) und zum Erhalt der (n-1)-Sicherheit ist ein dritter Umspanner erforderlich und daher platzmäßig vorzusehen. Hierfür ist eine Erweiterung der Umspannwerksfläche notwendig.

Gemäß Projekt 11-6 wird von APG darüber hinaus das 3. und 4. Systems auf die 380-kV-Vierfachleitung Wien Südost - Dürnrohr montiert, wobei vorerst nur zwei der vier Systeme im UW Sarasdorf eingebunden werden. Um die zukünftige Einbindungsmöglichkeit der anderen beiden Systeme abzusichern, ist es vorgesehen, die Umspannwerksfläche entsprechend zu erweitern und die beiden nicht eingebundenen Systeme über Portale durch das Umspannwerk zu führen. Darüber hinaus kann auf diese Weise die Überspannung des UW Sarasdorf durch die beiden vorerst nicht eingebundenen 380-kV-Leitungssysteme und die damit verbundenen Nachteile (insbesondere für Instandhaltung, Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit) vermieden werden.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines zweiten 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA im UW Sarasdorf
- Einbindung in die 380- und 110-kV-Anlage
- Erwerb der notwendigen Grundstücksflächen als Platzvorsorge für die zukünftige Volleinbindung der 380-kV-Vierfachleitung Dürnrohr – Sarasdorf – Wien Südost (+4 Leitungsschaltfelder), einer Kupplung und die Errichtung eines dritten 380/110-kV-Umspanners (inkl. Schaltfelder)
- Errichtung der 380-kV-Portale und Durchführung der erforderlichen Mastumbauten für die beiden nicht eingebundenen Systeme der Vierfachleitung (bereits realisiert)

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

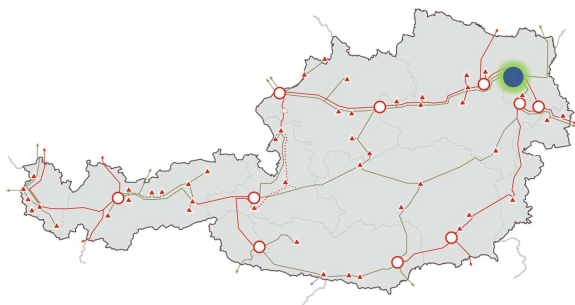
- Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie aus dem Verteilernetz der Netz NÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien
- Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbaumöglichkeiten in einem Netzraum der durch stark steigende Windeinspeisung gekennzeichnet ist und eine wesentliche Rolle für die sichere Stromversorgung des Großraum Wiens einnimmt

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation von Netz NÖ
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 genehmigt*

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

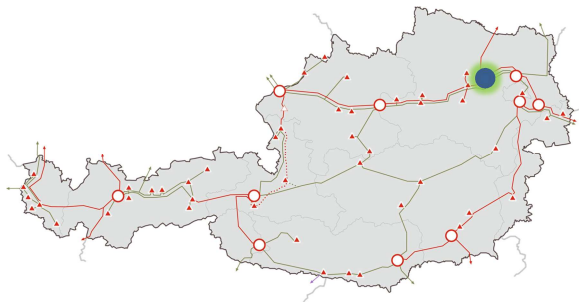
Projektnummer: 12-6	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2015
Auslöser und technische Notwendigkeit Im Bereich des östlichen Weinviertels beträgt die installierte Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen derzeit rund 500 MW (Februar 2014) und übersteigt 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 Netzverstärungskonzept 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 in Bisamberg vorsieht. In Verbindung mit dem Projekt 13-3 können bis zu max. 900 MW Windkraft im Bereich des Weinviertels installiert werden. Zur adäquaten Netzintegration der darüber hinaus in diesem Bereich geplanten Windkraft ist eine Verstärkung der Übertragungsnetzinfrastruktur im Weinviertel erforderlich (Projekt 11-8). Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines 3. 380/110-kV-Umspanners mit einer Leistung von 300 MVA • Errichtung des zugehörigen Schaltfeldes in der 380-kV-Schaltanlage der APG • Erweiterung der 110-kV-Schaltanlage von Netz NÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Ermöglichung des Abtransports der steigenden Erzeugungsleistung aus dem Verteilernetz der Netz NÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien. Weitere Statusdetails • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Netz NÖ • Die Inbetriebnahme ist für Ende Q1/2015 vorgesehen		



- Ein sektorales Raumordnungsprogramm über die Windkraftnutzung wurde von der NÖ Landesregierung erstellt und am 20.05.2014 verordnet
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 genehmigt*

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

Projektnummer: 12-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2016
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 Erzeugungsleistung (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. Projektbeschreibung und technische Daten Für die Einbindung des KW Dürnrrohrs in die 380-kV-Ebene ist die Montage des 2. Systems auf der 380-kV-Leitung KW Dürnrrohr – NK Dürnrrohr notwendig. Diese Montage erfolgt aus Synergieeffekten bereits gemeinsam mit der Montage des 3. und 4. Systems der 380-kV-Leitung zwischen Dürnrrohr und Sarasdorf und wurde gemeinsam mit diesem Projekt (11-6) im NEP 2011 genehmigt		



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

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

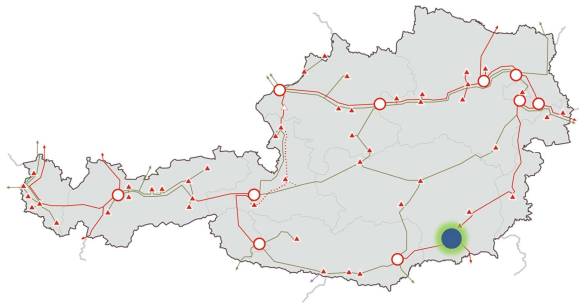
Ermöglichung des Abtransportes von Windenergie in Höhe von zusätzlich 350 MW aus dem Verteilernetz der Netz NÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von Erneuerbaren Energien.

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Netz NÖ
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 genehmigt*

4.4.24 UW Kainachtal: Vierter 380/110-kV-Umspanner SNG

Projektnummer: 12-8	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2015
Auslöser und technische Notwendigkeit Das 110-kV-Hochspannungsnetz der Stromnetz Steiermark GmbH (SNG) 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.

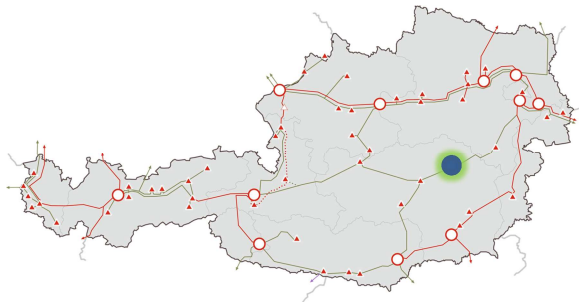
Mit dem Endausbau des UW Kainachtal (und des UW Oststeiermark) ist die (n-1)-sichere Bedarfsdeckung im steirischen 110-kV-Netz unabhängig vom jeweiligen Kraftwerkseinsatz sichergestellt und entspricht mit der Inbetriebnahme den Planungs- und Betriebsanforderungen der „Technischen und organisatorischen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

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der SNG
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 genehmigt*

4.4.25 UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung SNG

Projektnummer: 12-9	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2018
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Notwendigkeit zur Errichtung eines weiteren 220/110-kV-Übergabepunktes ergibt sich zum einen durch den steigenden Leistungsbedarf der Industriebetriebe im Mürztal, verursacht vor allem durch die lokale Eisen- und Stahlindustrie, in der Größenordnung von ca. 40 bis 60 MW in den nächsten Jahren. Des Weiteren wurden von der Steiermärkischen Landesregierung im Sachprogramm „Windenergie“ entsprechende Eignungsflächen für die Errichtung von Windparks 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 Umspannwerks Hadersdorf/Mürztal erforderlich. Zum anderen ist die Erhöhung der Kurzschlussleistung im Mürztal und damit einhergehend eine Reduktion der Auswirkungen von Netzzrückwirkungen in diesem Bereich dringend erforderlich. Projektbeschreibung und technische Daten Der Projektumfang umfasst die Einbindung der bestehenden 220-kV-Doppelleitung Hesselberg – 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 SNG erfolgt durch die Einbindung des bestehenden Doppelleitungssystems Bruck – Mürzzuschlag – Ternitz in die neue 110-kV-Schaltanlage durch SNG. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Errichtung des UW Mürztal/Hadersdorf wird die weitere Bedarfssteigerung in der Industrieregion im Mürztal, aber auch im unteren Murtal langfristig sichergestellt. Die damit einhergehende Erhöhung der Kurzschlussleistung in diesem Netzteil wird zu einer deutlichen Reduktion der Auswirkungen von Netzzrückwirkungen führen und somit wesentlich zur Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen.		



Gleichzeitig können auch die derzeit bestehenden betrieblichen Einschränkungen in der Betriebsführung des 110-kV-Netzes mit einer Industrie- und einer Verbraucherschleife beseitigt und somit eine wesentliche Verbesserung für die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des 110-kV-Netzbetriebes (Auflösung des gekuppelten 110-kV-Netzes im UW Mürz-zuschlag) erreicht werden.

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

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der SNG
- Die notwendigen Grundstücksflächen stehen bereits im Eigentum von APG und SNG
- Erste Vorplanungen wurden bereits angestellt
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt*

4.4.26 (n-1)-Optimierung Leitungen

Projektnummer: 12-10	Netzebene: 1, 3	Projektstatus: Planungsüberlegungen/ Vorprojekt / Umsetzungsprojekt	
Spgs.ebene(n): 110/220/380 kV	Art: Leitungen	Gepl. IBN: Diverse	
Auslöser und technische Notwendigkeit 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 Leitungsbelastungen. Dies ist erforderlich, da die Sicherheitsabstände gemäß Errichtungsvorschriften bei hohen Außentemperaturen in den Sommermonaten teilweise nicht mehr ausreichen.			
Projektbeschreibung und technische Daten Die Notwendigkeit von (n-1)-Optimierung unter Bestandsbedingungen wird durch die in der APG eingerichteten Arbeitsgruppe Netzoptimierung festgestellt. Im Rahmen einer Voruntersuchung wird auf Basis von Vermessungsarbeiten der Istzustand der jeweiligen Leitung erhoben, kritische Spannungsfelder identifiziert, bewertet sowie Art und Umfang der Adaptierungen beurteilt. In Folge werden die leitungsbautechnischen Maßnahmen (z.B. Kettentausch, abschnittweiser Seiltausch bzw. Seilregulage, Masterhöhung etc.) umgesetzt. In Einzelfällen wird der Einsatz von Hochtemperaturseilen zur (n-1)-Optimierung geprüft. Der Einsatz von Hochtemperaturbeseilung bedarf einer strategischen Abwägung mit anderen Varianten und unterliegt mehreren Aspekten und Randbedingungen (v.a. Leitungsbau-technische, betriebliche und rechtliche Aspekte), jedes Projekt ist dabei gesondert zu beurteilen. Im Vorfeld der Umsetzung von (n-1)-Optimierungen sind jeweils mindestens zweijährige Vorprojekte erforderlich; diese umfassen meist eine Vermessung, Analyse und Ausarbeitung der nötigen Maßnahmen. Für jene Projekte, für die das Vorprojekt noch läuft, sind für die nachfolgend genannten Umsetzungsprojekte für die Budgetierung Erfahrungswerte zugrunde gelegt, d.h. nach Abschluss des Vorprojektes erfolgt eine Detailplanung.			
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Auf den gemäß damaligen Errichtungsvorschriften auf 40°C dimensionierten Leitungen kommt es derzeit in den Sommermonaten zu einer Reduktion des thermischen Grenzstroms. 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 zudem die Basis für die Anwendung von Thermal Rating geschaffen und es kommt zu einer effizienteren Ausnutzung der Betriebsmittel sowie zur Vermeidung von Engpassmanagement.

Folgende Projekte wurden bereits bis 2013 umgesetzt:

- 220-kV-Ltg. Wien Südost – Bisamberg
- 220-kV-Ltg. Ernsthofen – Ybbsfeld
- 220-kV-Ltg. Lienz – Staatsgrenze IT

Folgende Projekte zur (n-1)-Optimierung wurden mit den NEP 2012 und NEP 2013 genehmigt:

Die Prioritätenreihung erfolgt auf Basis der aktuellen sowie absehbaren künftigen Belastungen der Leitungen. Auslöser sind dabei vor allem der massive Windkraftausbau, Abschaltungen paralleler Leitungen für Netzverstärkungs- und Netzausbauprojekte sowie der zunehmende internationale Stromhandel.

Leitung	Gepl. IBN	Bereits stark belastet	Künftig stark belastet aufgrund		
			<i>Windausbau in Österreich, Kraftwerksanschluss</i>	<i>Abschaltungen paralleler Leitungen bei Netzausbauten</i>	<i>Steigende internat. Leistungsflüsse</i>
220-kV-Ltg. Obersielach – Staatsgrenze *	2014	x			x
110-kV-Ltg. Lavamünd – Koralpe*	2015	x			
380-kV-Ltg. Dürnrohr – Staatsgrenze	2014	x		x	x
220-kV-Ltg. Ybbsfeld – Bisamberg*	2014	x	x		
110-kV-Ltg. Steyr Fischhub – Rosenau*	2015	x	x		
110-kV-Ltg. Rosenau – Großraming	2015	x	x		
110-kV-Ltg. Obersielach – Lavamünd – Baumkirchen*	2016	x	x		
220-kV-Ltg. Lienz – Malta, Hochtemperaturseil	2017	x	x		
380-kV-Ltg. Westtirol – Staatsgrenze CH	2017	x			x
380-kV-Ltg. Westtirol – Staatsgrenze DE	2017	x		x	x
220-kV-Ltg. Westtirol – Zell/Ziller	2016	x	x	x	x
380-kV-Ltg. Westtirol – Bürs	2017				x
380-kV-Ltg. Dürnrohr – Ernsthofen	2016	x	x		x

220-kV -Ltg. Hessenberg – Weißenbach	2016	x	x	x	
220-kV-Ltg. Obersielach – Lienz*	2017	x	x	x	

* Für diese Leitungen wurden die Vorprojekte bereits im NEP 2012 genehmigt

Folgende Projekte zur (n-1)-Optimierung von Leitungen werden zur Genehmigung eingereicht:

Leitung	Gepl. IBN	Bereits stark belastet	Künftig stark belastet aufgrund		
			<i>Windausbau in Österreich, Kraftwerksanschluss</i>	<i>Abschaltungen paralleler Leitungen bei Netzausbauten</i>	<i>Steigende internat. Leistungsflüsse</i>
110-kV-Ltg. St. Peter - Braunau - Ranshofen	2016	x			
110-kV-Ltg. Malta Hauptstufe - Reißbeck	2017	x	x		
220-kV-Ltg. Obersielach - Hessenberg	2017	x	x	x	
220-kV-Ltg. Hessenberg - Ternitz - Wien Südost	2017	x	x	x	

Weitere Statusdetails

- Fünfzehn Leitungen der APG sind bereits für einen jahresdurchgängigen 80°C-Betrieb ertüchtigt.
- Das (n-1)-Optimierungs-Programm wird aus heutiger Sicht voraussichtlich im Jahr 2022 abgeschlossen werden.
- Die (n-1)-Optimierung folgender Leitungen werden im Zuge einer Generalerneuerung durchgeführt und somit nicht mehr in obiger Liste angeführt :
 - 220-kV-Ltg. Ernsthofen – Weißenbach
 - 220-kV-Ltg. Bisamberg – Staatsgrenze, im Abschnitt Neusiedl/Zaya – Staatsgrenze

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

Projektnummer: 12-11	Netzebene: 1/2/3	Projektstatus: Planungsüberlegung / Vorprojekt / Umsetzungsprojekt	
Spgs.ebene(n): 110/220/380 kV	Art: UW		Gepl. IBN: Diverse
Auslöser und technische Notwendigkeit Abgestimmt mit dem Programm „(n-1)-Optimierung Leitungen“ ist es auch im Bereich der Umspannwerke erforderlich, Maßnahmen zu setzen. Die Notwendigkeit der Maßnahmen wird in der APG-Arbeitsgruppe Netzoptimierung festgestellt.			
Projektbeschreibung und technische Daten Im Bereich der Umspannwerke kommt es zum Austausch einzelner Betriebsmittel (z.B. Trenner, Leistungsschalter, Wandler, etc.), sodass die leitungsseitig zur Verfügung stehende Strombelastbarkeit abweigeseitig ebenfalls vorliegt. Dies erfolgt zeitlich abgestimmt mit dem Programm „(n-1)-Optimierung Leitungen“. 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 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.			
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Es wird eine effizientere Ausnutzung des bestehenden Hochspannungsnetzes ermöglicht. Mit Thermal Rating können bei günstigen Umgebungsbedingungen die (n-1)-Reserven im Netzbetrieb bedeutend erhöht und damit kostenintensives Engpassmanagement reduziert bzw. vermieden werden.			
Status der bereits genehmigten Projekte: - NK St. Peter, Ertüchtigung Abzweige 256 und 258 - NK Dürnrohr, Ertüchtigung Abzweig 435A bereits umgesetzt bereits umgesetzt			
Aufbau geeigneter Wetterstationen in folgenden Werken: - Bereits umgesetzt: NK Ernsthofen, NK Lienz, UW Malta, NK Sarasdorf, NK Bisamberg 2014: UW Hessenberg, UW Zell/Ziller, NK Obersielach, NK Dürnrohr 2015: UW Ternitz, NK Westtirol			

Folgende Maßnahmen werden zur Genehmigung eingereicht:

- NK Dürnrrohr, Ertüchtigung Abzweige 437 und 438 (gepl. IBN 2015)
- UW Zell/Ziller, Verstärkung der 220-kV-Sammelschiene (gepl. IBN 2015)

Weitere Statusdetails

- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt*
- Derzeit werden weitere nötige Maßnahmen in mehreren Umspannwerken in einem Vorprojekt evaluiert. Nach Abschluss der Untersuchungen werden weitere Maßnahmen mit dem NEP 2015 zur Genehmigung vorgelegt. 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 KS-Verstärkungen von Anlagen oder Anlagenteilen angestrebt.

4.4.28 Optimierungsprogramm Transformatoren

Projektnummer: 12-12	Netzebene: 2	Projektstatus: Planungsüberlegungen / 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 mit vertretbarem Aufwand 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 aktive Kühlung, welche jedoch 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 bzw. zusätzlich zum Zweck der Reservehaltung erworben:

Umspannwerk	Trafo	Spg	IBN	Leistungserhöhung	Begründung
Ernsthofen	RHU 4	220/110	2016	120 MVA → 300 MVA	Altersbedingt
Obersielach	RHU 3	220/110	2015	120 MVA → 220 MVA	Altersbedingt
Lienz	RHU 1	220/110	2015	120 MVA → 220 MVA	Altersbedingt
Ternitz	RHU 2	220/110	2015	120 MVA → 220 MVA	Altersbedingt
Reserveschenkel	Trafobank	380/220	2014	0 MVA → 185 MVA	Reservehaltung

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Transformatoren sichern die Kupplung von Höchstspannungsnetzen als auch die Versorgung der Verteilernetze. 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 Geräuschentwicklung, Einsparung von Pumpen und Ventilatoren) eine beachtliche Verminderung der Verluste erzielt werden.

Die Notwendigkeit der beschriebenen Trafoerneuerungen begründet sich wie folgt:

- **Ernsthofen RHU4**

Der Tausch des RHU4 mit Leistungserhöhung im UW Ernsthofen ist im Kontext mit dem Projekt 11-11 sowie der geplanten Bildung der Teilnetze für den Zentralraum Oberösterreich zu sehen. Im Zuge der Auftrennung des derzeitigen Teilnetzes „EAEH“ in vorläufig zwei (später in drei) Teilnetze ist die Erhöhung der Anzahl der Transformatoren erforderlich, um die (n-1)-Sicherheit der Teilnetzabstützungen gewährleisten zu können. Da der Zentralraum von stetigen Verbrauchsteigerungen gekennzeichnet ist, wird im Zuge des Trafotausches eine Leistungserhöhung vorgesehen.

- **Obersielach RHU3**

Der zu tauschende RHU3 im UW Obersielach wird zur Versorgung des Lavanttals genutzt. Gemäß aktuellen Netzanschlussanfragen von Windkraftbetreibern bei KNG ist in diesem Netzraum ein Ausbau von Windkraftanlagen von rd. 80 MW vorgesehen. Dies ist über den bestehenden Umspanner nicht mehr abtransportierbar, weshalb eine Leistungsverstärkung (+100 MVA) erforderlich ist.

- **Lienz RHU1**

Die beiden 220/110-kV-Transformatoren in Lienz – über welche die Verteilernetze in Westkärnten und Osttirol an das APG-Netz angebunden sind – dienen im Revisionsfall bzw. bei Ausfällen dem gegenseitigen Ersatz und gewährleisten so die (n-1)-Sicherheit an diesem Standort. Der starke Ausbau der Erzeugung im Osttiroler Verteilernetz (vornehmlich Kleinwasserkraft) führte in den vergangenen Jahren zu steigenden Belastungen, welche die 120 MVA Transformatoren bis an bzw. teilweise über die Dimensionierungsgrenze ausgelastet haben. Darüber hinaus führen der Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke im Verteilernetz der KNG und Verbrauchssteigerungen zu verstärkten Leistungsaustauschen mit dem APG-Netz. Durch die geplante Netztrennung im Kärntner Verteilernetz (siehe 11-23) ist eine weitere Erhöhung der Austausche des Westnetzes mit dem APG-Netz zu erwarten. Eine Leistungsverstärkung der Übergabe in Lienz ist daher mittelfristig erforderlich (+100 MVA).

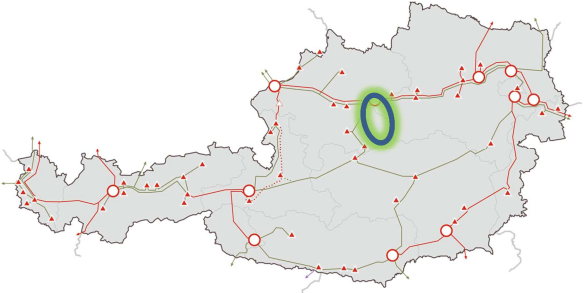
- **Ternitz RHU3**

Die Belastung der Transformatoren in Ternitz für die Anspeisung der Verteilernetze von Wiener Netze und Netz NÖ nimmt stetig zu. Bereits heute sind Nichtverfügbarkeiten der bestehenden Transformatoren in Ternitz (z.B. aufgrund von Abschaltungen für Revisionszwecke, Ausfälle) als kritisch für die (n-1)-Sicherheit zu beurteilen. Um zukünftig die (n-1)-Sicherheit zu verbessern, ist der Tausch des RHU 2 gegen einen Transformator mit höherer Leistung erforderlich (+100 MVA).

Weitere Statusdetails

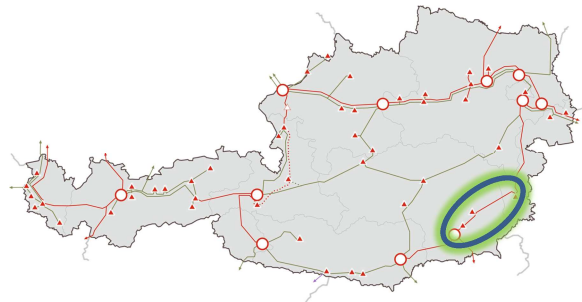
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt*

4.4.29 110-kV-Leitung Ernsthofen – Hessenberg: Ersatzneubau Mast 23-38

Projektnummer: 12-13	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Leitungen	Gepl. IBN: 2014
Auslöser und technische Notwendigkeit Der Großraum Steyr, ein wichtiger Industriestandort in Oberösterreich, sowie das Enns- und Kremstal wurde über die rd. 70 Jahre alte 110-kV-Leitung Ernsthofen – Hessenberg versorgt. Aufgrund des Alters und Zustands der Leitungsanlage wurden auf dem Leitungszug Richtung Ennstal umfangreiche Sanierungsmaßnahmen umgesetzt bzw. der Abschnitt Ernsthofen – Mast 23 als 4-fach-Leitung neu errichtet. Die hohen Bedarfssteigerungen im Raum Steyr einerseits und geplante Windkraftprojekte im Raum Großraming machen einen Ersatzneubau bzw. eine Verstärkung des letzten unsaniert verbliebenen Abschnittes Mast 23 – Mast 38 erforderlich.  Projektbeschreibung und technische Daten Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit für den Großraum Steyr wurde gemeinsam mit Netz OÖ ein langfristiges Netzausbaukonzept entwickelt. Als erster Ausbauschritt wurde die bestehende 110-kV-Freileitung Ernsthofen – Hessenberg vom Umspannwerk Ernsthofen in südliche Richtung bis zum Mast Nr. 23 mit erhöhter Übertragungskapazität von der APG bereits neu errichtet. Nun ist im zweiten Ausbauschritt der Ersatzneubau des Abschnittes zwischen Mast Nr. 23 – Mast Nr. 38 auf der bestehenden Trasse vorgesehen. Analog zum ersten Ausbauschritt wird mit diesem Ersatzneubau eine Leistungsverstärkung dieses 110-kV-Leitungsabschnittes (4,1 km) von derzeit 2 x 755 A auf 2 x 2150 A umgesetzt. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Durch die schrittweise Realisierung des gemeinsam mit Netz OÖ entwickelten Ausbaukonzeptes erfolgt ein bedarfsgerechter Netzausbau zur Sicherstellung der (n-1)-konformen Anbindung des Industriestandortes Steyr und des Enns- und Kremstals. Auf diese Weise ist eine nachhaltige Nutzung bestehender Leitungstrassen, als Grundlage für die weitere regionale energiewirtschaftliche Entwicklung gewährleistet (weitere Laststeigerung, Einbindung von Windkraftanlagen). Weitere Statusdetails Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt; IBN erfolgt im August 2014		

4.4.30 Ergänzungen 380-kV-Steiermarkleitung

Projektnummer: 12-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	IBN: in Betrieb seit 2009
Auslöser und technische Notwendigkeit Die 380-kV-Steiermarkleitung vom UW Kainachtal zum UW Südburgenland umfasst eine Leitungslänge von 98 km. Die Freileitung führt 81 km durch die Steiermark und 17 km durch das Burgenland. Die technische Notwendigkeit des Projektes besteht darin, den österreichischen 380-kV-Höchstspannungsring im südöstlichen Bereich zu schließen und auch den Süden Österreichs netztechnisch leistungsfähig an den erzeugungsreichen Norden anzubinden. Das Projekt wurde mit Bescheiden der Steiermärkischen Landesregierung vom 21.3.2005, FA13A-43.10-1429/05-2008, und der Burgenländischen Landesregierung vom 21.3.2005, Zl. 5-N-B3522/77-2005, in der Fassung der Bescheide des Umweltsenats vom 8.3.2007, US 9B/2005/8-431 (Steiermark) bzw. US 9A/2005/10-115 (Burgenland) nach dem UVP-G 2000 rechtskräftig genehmigt. Die Steiermarkleitung wird bereits mit 380 kV betrieben. Der Baubeginn fand im September 2007 statt, die Inbetriebnahme wurde den Behörden Ende Juni 2009 angezeigt. Die Abnahmebescheide der Steiermärkischen Landesregierung vom 12.02.2010, FA13A-43.10-1429/2003-2557 sowie der Burgenländischen Landesregierung vom 02.03.2010, Zl. 5-N-B3522/183-2010 schreiben Auflagen vor, welche im Rahmen des gegenständlichen Projektes umgesetzt werden müssen. Projektbeschreibung und technische Daten Nachstehend dargestellte Ergänzungen sind ein Teil des Gesamtprojektes 380-kV-Steiermarkleitung 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 Maßnahmen in Verbindung mit dem Investitionsprojekt 380-kV-Steiermarkleitung ist für 2014 vorgesehen. • Wiederbewaldungs- und Ersatzaufforstungsmaßnahmen bis zur Sicherung der Kulturen und Kontrolle der Sichtschutzpflanzungen im Burgenland (Beauftragung einer forstökologischen Bauaufsicht), welche voraussichtlich bis 2014 erreicht werden. • Nachkontrollen an den Anlagenteilen (z.B. Mastfundament-Setzungsmessungen) • Vorsorgen für Flurschäden, ökologische Aufsichten, Beratungsleistungen		



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

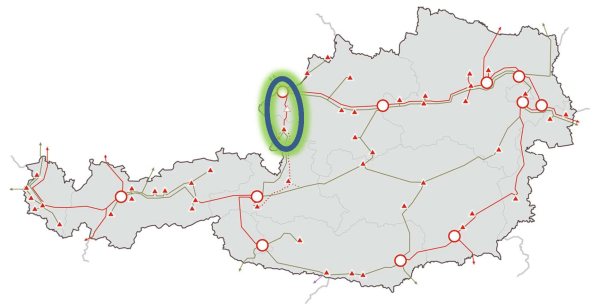
Bei den gegenständlichen Maßnahmen handelt es sich um behördliche Auflagen aus den Abnahmebescheiden der Steiermärkischen und der Burgenländischen Landesregierungen, welche für einen dauerhaften Betrieb der Leitung verpflichtend umzusetzen sind.

Weitere Statusdetails

- Projekt ist rechtskräftig genehmigt
- Am 23.10.2012 fand die behördliche Nachkontrolle statt
- Das Projekt 380-kV-Steiermarkleitung wurde im Rahmen der Langfristplanung 2006 vom BMWFJ inklusive der hier angeführten Maßnahmen genehmigt
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 genehmigt*

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

Projektnummer: 12-15	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV (vorerst 220-kV-Betrieb)	Art: UW / Leitungen	IBN: in Betrieb seit 2011
Auslöser und technische Notwendigkeit Der Abschnitt Netzknoten St. Peter – UW Salzburg der 380-kV-Salzburgleitung umfasst eine Leitungslänge von 46 km. Die Freileitung führt 31,5 km durch Oberösterreich und 14,5 km durch Salzburg. 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). Das Projekt wurde mit Bescheiden der Salzburger Landesregierung vom 27.3.2007, 5/06-39.726/362-2007, und der Oberösterreichischen Landesregierung vom 26.3.2007, UR-2006-74/228-St/Ws, in der Fassung des Bescheids des Umweltsenats vom 4.4.2008, US 8A/2007/11-94, nach dem UVP-G 2000 rechtskräftig genehmigt. Der Baubeginn fand im August 2009 statt, die Inbetriebnahme des 220-kV-Betriebes wurde den Behörden Ende Jänner 2011 angezeigt. Die Teilabnahmebescheide der Salzburger Landesregierung vom 12.12.2011, 20401-1/39726/564-2011, sowie der Oberösterreichischen Landesregierung vom 30.11.2011, UR-2006-74/521-St/Ts, schreiben Auflagen vor, welche im Rahmen des gegenständlichen Projektes umgesetzt werden müssen. Projektbeschreibung und technische Daten 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. 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 abschnittsweisen 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)

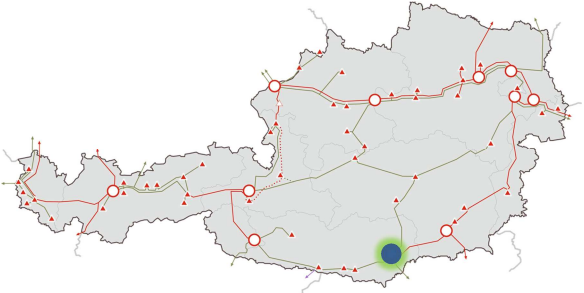
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

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 Statusdetails

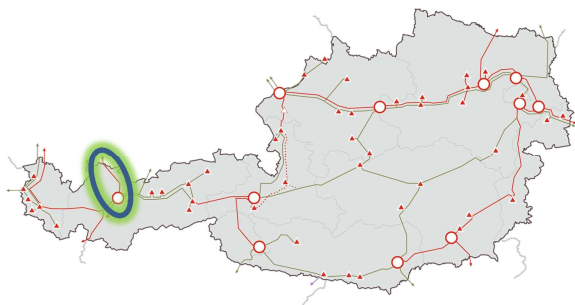
- Projekt ist rechtskräftig genehmigt und der Teilabnahmebescheid liegt vor
- Der erste Abschnitt des Projektes 380-kV-Salzburgleitung wurde im Rahmen der Langfristplanung 2008 vom BMWFJ inklusive der hier angeführten Maßnahmen genehmigt
- *Wurde bereits im NEP 2012 genehmigt; Änderungen im NEP 2013 genehmigt*

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

Projektnummer: 13-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2016
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.  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 Statusdetails • 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. • <i>Wurde bereits im NEP2013 genehmigt</i>		

4.4.33 Umstellung Westtirol – Staatsgrenze DE (Memmingen) auf 380 kV

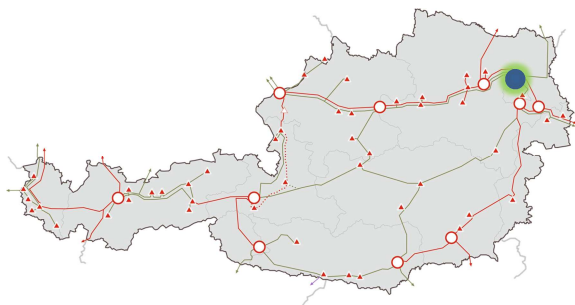
Projektnummer: 13-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2019/20
Auslöser und technische Notwendigkeit Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland (Strommarkt) führt insbesondere aufgrund der Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zu stark steigenden Netzbelastungen an den Kuppelleitungen nach Deutschland. Durch den zukünftigen weiteren Ausbau der Windkraft in Nordeuropa und deren Interaktion mit den Pumpspeicherkraftwerken sind steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten. Projektbeschreibung und technische Daten Bei der bestehenden Leitung Westtirol – Memmingen/Leupolz (DE) handelt es sich um eine zweisystemige 380-kV-Kuppelleitung zwischen Österreich und Deutschland. Eines der beiden Leitungssysteme (Westtirol – Memmingen) wird derzeit noch mit 220 kV betrieben. Mit dem Ziel der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich ist die Umstellung der Spannungsebene geplant. Für diese Maßnahme ist nur die Errichtung eines 380-kV-Schaltfeldes im UW Westtirol erforderlich. Das Projekt ist mit dem deutschen Übertragungsnetzpartner Amprion weitgehend abgestimmt. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Die durch die Umstellung der Spannungsebene erhöhte Übertragungskapazität erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit Windenergieanlagen in Europa und damit eine extensivere Nutzung der Windenergie im Sinne der europäischen Klimaziele. Österreich und Deutschland bilden derzeit ein Marktgebiet mit einem Marktpreis. Mit dieser Umstellung wird die Aufrechterhaltung dieses einheitlichen Marktgebietes und auch eine erhöhte Austauschleistung möglich sein. Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert (auf ca. ein Drittel). Weitere Statusdetails • APG-Masterplan 2030 (Projekt 7)		



- ENTSO-E TYNDP 2012 (Projekt 47.A76)
- Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2013 Deutschland Projekt (P74)
- *Wurde bereits im NEP2013 genehmigt*

4.4.34 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 (Februar 2014) die installierte Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen rund 500 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 Netzverstärungskonzept 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 in Bisamberg vorsieht. In Verbindung mit dem Projekt 12-6 können bis zu rd. 900 MW Windkraft im Bereich des Weinviertels installiert werden. Zur adäquaten Netzintegration der darüber hinaus in diesem Bereich geplanten Windkraft ist eine Verstärkung der Übertragungsnetzinfrasturktur im Weinviertel erforderlich (Projekt 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.

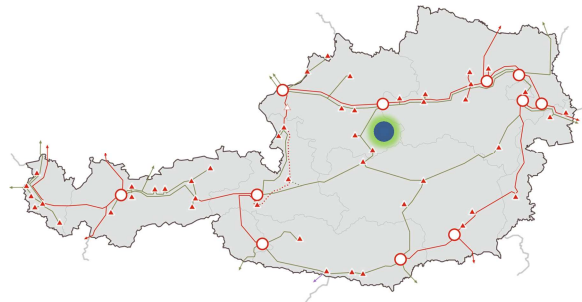
Mit der Errichtung des vierten Regelhauptumspanners stößt der Leistungsabtransport aus dem östlichen Weinviertel Richtung Bisamberg an seine obere Grenze. Die Errichtung weiterer Energieerzeugungsanlagen (v.a. Windkraftanlagen) bedarf der Errichtung eines weiteren leistungsstarken APG-Stützpunkts im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

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkoooperation der Netz NÖ
- Die Inbetriebnahme war für Ende 2015 geplant, durch technische Erschwernisse in der Projektumsetzung verschiebt sich die Inbetriebnahme auf Ende Q1/2016
- *Wurde bereits im NEP 2013 genehmigt*

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

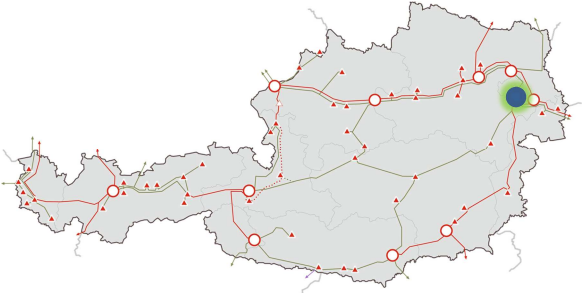
Projektnummer: 13-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitungen	Gepl. IBN: 2017
Auslöser und technische Notwendigkeit Es liegen mehrere Netzzutrittsanfragen von Windkraftprojektwerbern an Netz OÖ im Gesamtausmaß von 110 MW in der Nähe von Großraming vor. Derzeit 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. Durch die zusätzliche Einspeiseleistung im Umspannwerk Großraming kommt es außerdem zu einer Erhöhung der Leistungsflüsse auf den, in Abhängigkeit der lokalen Wasserkraftzeugung und Last, bereits heute zeitweise hoch ausgelasteten 110-kV-Leitungen der APG zwischen Großraming und Rosenau sowie zwischen Rosenau und Steyr-Fischhub. Projektbeschreibung und technische Daten 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. 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. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen 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. Weitere Statusdetails - Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Netz OÖ - Im September 2013 hat Netz OÖ eine Aktualisierung der Netzanfrage in Form einer reduzierten Einspeiseanfrage (110 MW statt wie bisher angefragt 130 MW) an APG über-		



mittelt

- *Wurde bereits im NEP2013 genehmigt*

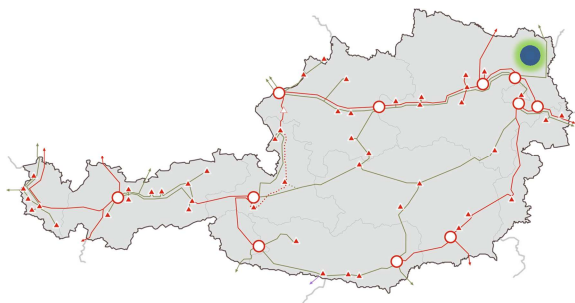
4.4.36 UW Wien Südost: Einbindung 380-kV-Leitung nach Simmering Wiener Netze

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 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 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. Weitere Statusdetails - Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation seitens Wiener Netze - Positiver Baubescheid der MA 22 nach Wiener Naturschutzgesetz, positiver Bau- und Betriebsbewilligungsbescheid der MA 64 nach dem Wiener Starkstromwegegesetz		

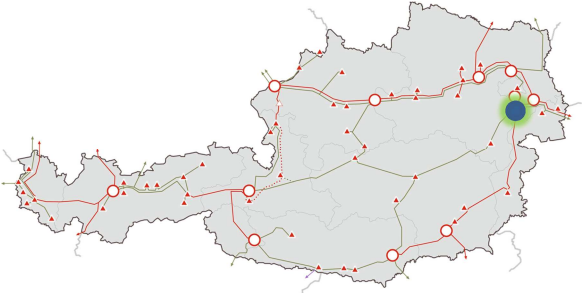
- Im ersten Bauabschnitt wird die Freileitung errichtet (2015/16). Der anschließende zweite Bauabschnitt sieht die Errichtung der Kabelanlage sowie die Einbindungen in die Umspannwerke Simmering und Wien Südost vor.
- *Wurde bereits im NEP 2013 genehmigt*

4.4.37 UW Neusiedl/Zaya: Netzabstützung Netz NÖ

Projektnummer: 13-7	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110-kV-Netzabstützung	Art: UW	Gepl. IBN: 2018
Auslöser und technische Notwendigkeit Im Bereich des östlichen Weinviertels beträgt derzeit (Februar 2014) die installierte Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen rund 500 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. Die den Verbrauch übersteigende Leistung muss in das überlagerte APG-Netz rückgeliefert und abtransportiert werden. Durch die Errichtung zweier weiterer 380/110-kV-Umspanner in 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). Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines neuen Umspannwerks im Raum Neusiedl/Zaya im nördl. Weinviertel • 110-kV-Netzabstützung für Netz NÖ aus dem APG-Übertragungsnetz Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen 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. Weitere Statusdetails • Aufgrund netztechnischer und funktionaler 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 • Wurde im NEP 2013 genehmigt		

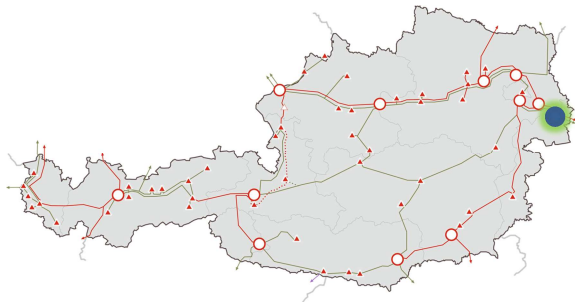


4.4.38 UW im Raum südlich von Wien: 380/110-kV-Netzabstützung Wiener Netze

Projektnummer: 13-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017
Auslöser und technische Notwendigkeit Für das südliche Konzessionsgebiet der Wiener Netze lagen dem Verteilernetzbetreiber Anfragen zum Netzanschluss von Windenergieanlagen im Gesamtumfang bis zu rd. 750 MW vor. Nach aktuellem Stand hat sich die Anschlussleistung auf max. 290 MW reduziert. Diese Erzeugungsleistung kann weder im vorhandenen Mittelspannungsnetz (20 kV) noch im vorhandenen 110-kV-Netz adäquat eingebunden werden.  Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerks im Raum südlich von Wien • Einbindung der 380-kV-Leitung Wien Südost – Kainachtal • Errichtung eines 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA Im Einklang mit der tatsächlichen Entwicklung der Windenergieerzeugung wird ein stufenweises Anschlusskonzept zum bedarfsgerechten Ausbau entwickelt. Zusätzlich kann später durch die mögliche Einschleifung vorbeiführender 110-kV-Systeme der APG (Wien Südost – Ebenfurth) und die eventuelle Neuerrichtung einer 110-kV-Verbindung zur Netzgruppe „WES“ von APG/Wiener Netze die 110-kV-Vermaschung erhöht werden. Details werden in Abstimmung mit Wiener Netze und den Anschlusswerbern der Erzeugungsanlagen erarbeitet. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Errichtung der neuen Netzabstützung im Süden Wiens wird ein adäquater Anschluss der geplanten Windparkprojekte in diesem Netzraum sichergestellt. Zusätzlich ergibt sich später über die Möglichkeit der Einbindung von 110-kV-Leitungen eine stärkere Vermaschung der Netzgruppe „WES“, wodurch die Versorgungssicherheit nachhaltig erhöht wird. Weitere Statusdetails • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der Wiener Netze • Alternativ laufen Planungsüberlegungen zur direkten Windkrafteinbindung ins 110-kV-Netz der Wiener Netze • <i>Wurde bereits im NEP 2013 genehmigt</i>		

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

Projektnummer: 13-9	Netzebene: 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2017
Auslöser und technische Notwendigkeit Zusätzlich zu den bereits installierten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 860 MW im Burgenland liegen beim Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland Strom GmbH (NBS) Anfragen für Windkraftanlagen im Ausmaß von weiteren rd. 280 MW (Stand April 2014) vor. NBS geht auf Basis von Gesprächen mit Windparkbetreibern von einem realistischen Potential von bis zu rd. 1.600 MW Windkraftleistung aus. . 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, ist die Errichtung und der Betrieb eines zusätzlichen Umspanners im UW Zurndorf erforderlich. 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. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines vierten 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA • Einbindung in die bestehende 380- und 110-kV-Schaltanlagen Da diese Erweiterung des bereits im Endausbau befindlichen Umspannwerks im Rahmen der ursprünglichen Planungen mit drei Umspannern nicht vorgesehen war, müssen nötige Umbaumaßnahmen evaluiert werden. Darüber hinaus werden Planungsüberlegungen für ein langfristiges Konzept angestellt, um die zusätzliche Netzeinbindung der geplanten Windenergie im Burgenland zu ermöglichen. Durch genauere Analysen und regelmäßige Abstimmungen werden die Planungen konkretisiert und in den kommenden Jahren in einem Detailprojekt münden. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen 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 Energien		



Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der NBS
- *Wurde bereits im NEP 2013 genehmigt*

4.4.40 Verstärkung Umspannwerke - Kurzschlussfestigkeit

Projektnummer: 13-10	Netzebene: 1/2/3	Projektstatus: Planungsüberlegung / Vorprojekt / Umsetzungsprojekt	
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: UW		Gepl. IBN: Diverse
Auslöser und technische Notwendigkeit			
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. Wird die Verstärkung der Umspannwerke nicht rechtzeitig umgesetzt, kann die Einhaltung der Grenzen der Kurzschlussfestigkeit nicht gewährleistet werden.			
Projektbeschreibung und technische Daten			
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. Nachfolgend werden die Projekte für die einzelnen Umspannwerke näher beschrieben. Der geplante Projektabschluss wird jeweils in Klammer neben der Bezeichnung des Umspannwerks angegeben.			
Malta Hauptstufe (2014) & Lienz (2016) Durch die errichteten Kraftwerksprojekte im Kärntner 110-kV-Verteilernetz (z.B. Feldsee I und II) kam es in den Umspannwerken Malta Hauptstufe und Lienz bereits zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung. Die Inbetriebnahme des Kraftwerks Reißbeck II (2014/15) verursacht eine weitere Steigerung. Aus diesem Grund werden die 220-kV- und 110-kV-Schaltanlagen des UW Malta aktuell ertüchtigt und für höhere Kurzschlussfestigkeiten verstärkt. Die Maßnahmen umfassen im Wesentlichen den Tausch der Trenner, Wandler und Leistungsschalter, die Verstärkung der Abzweige, Gerätesteher und Sammelschienenportale sowie der Sammelschienenverseilung.			

Für das UW Lienz laufen derzeit noch das Vorprojekt und Untersuchungen (statische Berechnungen) der Schaltanlagen. Auf Basis der Ergebnisse werden die Notwendigkeit und der Umfang von nötigen Verstärkungsmaßnahmen evaluiert.

- Obersielach (2016)

Durch die geplante Erweiterung des Umspannwerkes um einen dritten 380/220-kV-Umspanner (vgl. Projekt 13-1) sowie den Tausch des RHU3 (inkl. Leitungserhöhung; vgl. Projekt 12-12) steigen die auftretenden Kurzschlussleistungen und somit die Anforderungen an die Kurzschlussauslegung der Schaltanlagen. Daher wird im Rahmen einer Untersuchung der notwendige Verstärkungsumfang evaluiert.

- Rosenau (2016) und Großraming (2017)

Die 110-kV-Schaltanlage Rosenau wurde ursprünglich als Kraftwerksschaltanlage konzipiert und weist daher nur eine geringe Kurzschlussfestigkeit bzw. keine Reserven auf. Durch Netzausbauten im 110-kV-Netz (Errichtung der 4-fach-Leitung Ernsthofen – Steyr) und lokal geplante Windkraftprojekte kommt es zu einem Anstieg der Kurzschlussleistung. Ab 2014 erfolgen in einem Vorprojekt die Untersuchung der Anlage und die Evaluierung notwendiger Verstärkungsmaßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit und Sammelschienenennströme.

- Wien Südost (2017)

Durch die Windkraftprojekte im Osten Österreichs, das Auflegen des 3./4. Systems auf der 380-kV-Leitung Dürnrohr – Bisamberg – Sarasdorf und den geplanten Leitungsbau Wien Südost – Simmering durch die Wiener Netze Strom (vgl. Projekt 13-6) kommt es zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung. Ab 2014 erfolgen in einem Vorprojekt die Untersuchung der Anlage und die Evaluierung notwendiger Verstärkungsmaßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit.

- Schwabeck (2017)

In den kommenden Jahren kommt es durch den Ausbau der Windkraft im Lavantal zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung in der 110-kV-Schaltanlage des UW Schwabeck. In einem Vorprojekt ab 2014 wird der nötige Umfang für Ertüchtigungsmaßnahmen evaluiert.

- Reißbeck (2019)

Die 110-kV-Schaltanlage Reißbeck-Kreuzbeck wurde als Kraftwerksschaltanlage konzipiert. Durch die geplanten Netzausbauten und vorallem durch die Inbetriebnahme des Kraftwerks Reißbeck II und später der Effizienzsteigerungsmaßnahme Reißbeck II plus kommt es zu einem Anstieg der Kurzschlussleistung. Ab 2016 erfolgen daher in einem Vorprojekt die Untersuchung der Anlage und die Evaluierung notwendiger Verstärkungsmaßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit.

- **St. Peter (2018)**

Durch die geplanten Netzausbauten, wie zum Beispiel der 380-kV-Deutschlandleitung und Kraftwerlsausbauten kommt es zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung in der 220-kV-Schaltanlage des UW St. Peter. Die nötigen Maßnahmen um die Schaltanlage für die zukünftige Steigerung der Kurzschlussleistung zu ertüchtigen werden in einem Vorprojekt ab 2015 untersucht.

- **Dürnrohr (2018)**

Der 380-kV-Ausbau und Kraftwerkausbauten (inkl. Windkraft) führen zu einem Anstieg der Kurzschlussleistung in der 380-kV-Schaltanlage Dürnrohr in den nächsten Jahren. Daher werden mögliche Ertüchtigungsmaßnahmen in einer Untersuchung ab 2015 evaluiert.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

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

Weitere Statusdetails

- Vorprojekte zu den einzelnen Schalt- und Umspannanlagen betreffend Kurzschlussertüchtigung und altersbedingten (General-) Erneuerungen und Sanierungen laufend
- *Wurde bereits im NEP 2013 genehmigt*
- Die KS-Verstärkung des UW Ranshofen wird im Zuge einer Generalerneuerung durchgeführt und ist somit nicht mehr in obiger Auflistung angeführt

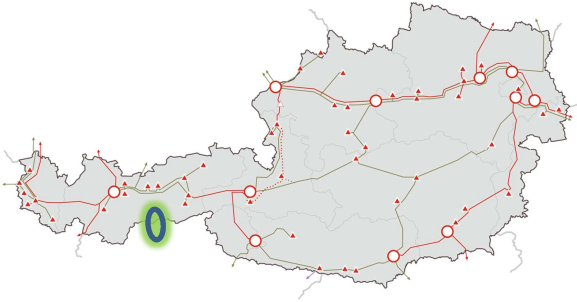
4.5 Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 14)

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

Projektnummer: 14-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2017

Auslöser und technische Notwendigkeit

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.



Projektbeschreibung und technische Daten

Die erforderlichen leitungs- und werksseitigen Einrichtungen zur Reaktivierung der 110/132-kV-Leitungsverbindung werden auf österreichischem Staatsgebiet von TINETZ errichtet. APG nimmt die erforderlichen sekundärtechnischen Maßnahmen (z.B. Mess-, Zählwerterfassung und Übertragung, etc.) für die Integration der Kuppelleitung in den Netzregler bzw. das Randintegral der Regelzone APG vor.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

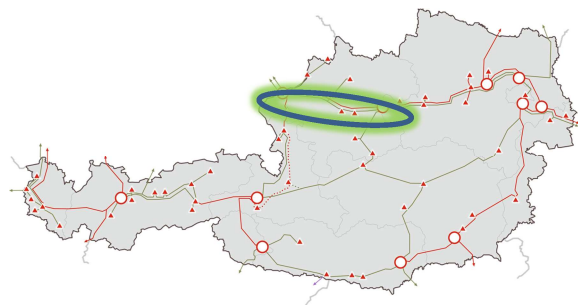
- Wesentliche Verbesserung der Versorgungssituation im Verteilernetz Wipptal und den entsprechenden Seitentälern
- Erhöhung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien

Weitere Statusdetails

- Aktuell läuft die Erstellung der Einreichunterlagen für die österreichischen Anlagen seitens TINETZ

4.5.2 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Ersatzneubau

Projektnummer: 14-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. 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-		



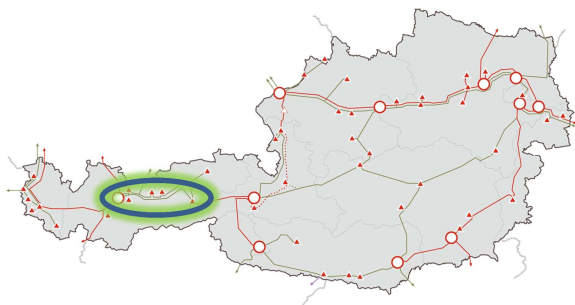
wicklungen (z.B. Interaktion Windkraft und Pumpspeicher, steigender Energieaustausch mit Deutschland etc.).

Weitere Statusdetails

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

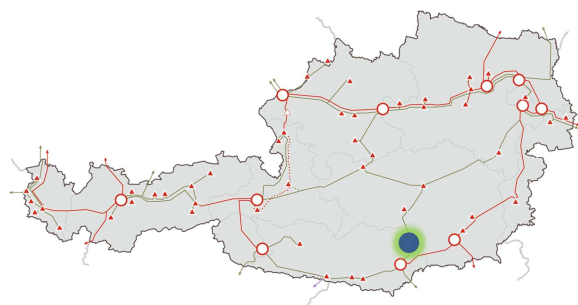
4.5.3 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung

Projektnummer: 14-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2021
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-Stillelegungen), 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 APG-Leitung steigt und (n-1)-Verletzungen auftreten. Projektbeschreibung und technische Daten Es werden zwei unterschiedliche Varianten für eine Leitungsverstärkung auf der Bestandsstrasse evaluiert und geprüft. 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 Statusdetails • APG-Masterplan 2030 (Projekt 6) • ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 (Projekt 47.219) • PCI 2.1		



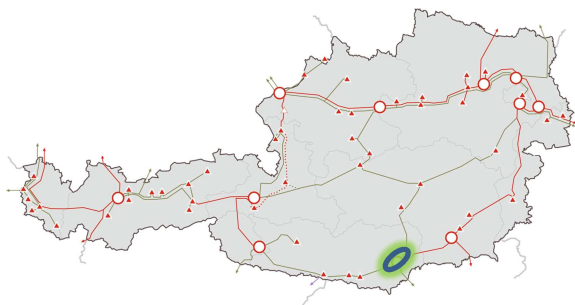
4.5.4 UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe

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



4.5.5 110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung

Projektnummer: 14-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2017
Auslöser und technische Notwendigkeit 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. Die zusätzliche Einspeisung aus Windkraft in dieser Region muss – da diese in Kombination mit den bestehenden Kraftwerken der Region den regionalen Verbrauch deutlich übersteigt – in das Übertragungsnetz der APG eingespeist werden. Projektbeschreibung und technische Daten Durch die zusätzliche Einspeisung kommt es in diesem Netzbereich gemäß den durchgeführten Netzanalysen und Planungsrechnungen zufolge auf der 110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck zu massiven (n-1)-Verletzungen, teilweise wird der thermische Grenzstrom überschritten. 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 eine Umbeseilung der Bestandsleitung auf TAL-Beseilung eine adäquate und technisch/wirtschaftlich optimale Lösung dar. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie von bis zu 150 MW 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 Statusdetails - Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch mehrere Projektwerber - Aktuell finden regelmäßig Planungsgespräche mit KNG und den Projektwerbern statt		



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
UW Raum Weidenburg/Würmlach: 220-kV-Anschluss Merchant Lines
UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ (Anschluss Windkraft)
Nordburgenland: Einbindung zusätzlicher Windkraft NBS
UW Molln: 220/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ
380-kV-Anschluss PSKW Koralm
UW Ernsthofen: Anschluss 110-kV-Leitung Netz NÖ
UW Reißbeck: 110-kV-Anschluss Effizienzsteigerungsanlage KW Reißbeck II Plus
UW Innkreis: 380/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ
Anschluss KW Limberg III / KW 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 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 Projektabbruchs 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 Steiermarkleitung 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 2013 in Abbildung 5 dargestellt.

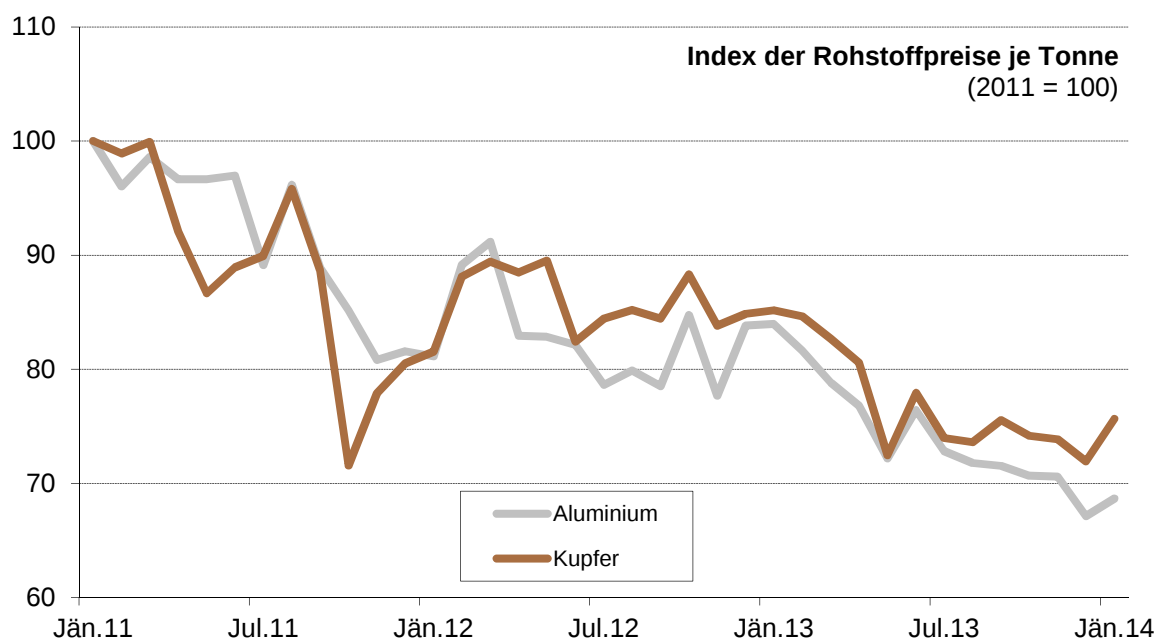


Abbildung 5: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2011 bis 2014 (Quelle: www.finanzen.net)

- **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.