



APG

AUSTRIAN POWER GRID
STROM BEWEGT

Netzentwicklungsplan 2012

Regelzone

Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum: 2013 - 2022

Planungsstand: 31. August 2012

Wien, im Jänner 2013

© 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 2012 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.

Die vorliegende Fassung des Netzentwicklungsplans wurde für die Zwecke der Veröffentlichung gemäß § 36 Abs 4 E-ControlG um wirtschaftlich sensible Informationen bereinigt.

Layout: APG

Inhalt

KURZFASSUNG	7
1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG	11
1.1 Ergänzende Anmerkung im Netzentwicklungsplan aufgrund der SNT / SNE-VO Bekämpfung	11
1.2 Allgemeines	11
1.3 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers	12
1.4 Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber	13
1.5 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans	14
1.6 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans	16
1.7 Umfeld für den Netzausbau	17
1.8 Genehmigte Projekte im Rahmen des NEP 2011	18
2 TECHNISCHES UMFELD FÜR DEN NETZAUSBAU	20
2.1 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen	20
2.2 Ausbau erneuerbarer Energieträger	20
2.3 Auftreten von Engpässen bei ungenügenden Netzkapazitäten	20
2.4 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung	21
3 DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ DER REGELZONE APG	23
3.1 APG als Teil des europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetzes	23
3.2 APG-Masterplan 2020	23
3.3 Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (ENTSO-E - TYNDP)	24
3.4 Bestehende und prognostizierte Engpässe im Übertragungsnetz der APG	25
3.4.1 Nord-Süd-Engpässe	25
3.4.2 Schwachstelle St. Peter – Deutschland	25
3.4.3 Engpass Lienz – Soverzene	26
3.4.4 Sonstige Schwachstellen	26
3.5 Der 380-kV-Höchstspannungsring als Kernstück der Ausbauplanung	26

4	PROJEKTE IM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2012	28
4.1	Allgemeines	28
4.1.1	Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen	28
4.1.2	Zuteilung nach Projektart	29
4.1.3	Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	29
4.2	Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2012	29
4.3	Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte	33
4.3.1	UW Lienz: Phasenschiebertransformator	33
4.3.2	380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter	35
4.3.3	UW Neusiedl: LWL-Einbindung	37
4.3.4	UW Zell/Ziller: 2. 380/220-kV-Umspanner	38
4.3.5	Umstellung Donauschiene auf 380 kV	40
4.3.6	380-kV-Leitung Dürnrohr-Sarasdorf: Montage 3./4. System	42
4.3.7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Isar/Ottenhofen)	44
4.3.8	Netzraum Weinviertel	46
4.3.9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner	48
4.3.10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern	50
4.3.11	Zentralraum Oberösterreich	54
4.3.12	Reschenpassleitung	56
4.3.13	380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze (Veneto Region/IT)	58
4.3.14	Netzraum Kärnten	60
4.3.15	UW Südburgenland: 2x200-MVA-Umspanner BEWAG Netz	61
4.3.16	UW Greuth: Einbindung Merchant Line ENECO VALCANALE	62
4.3.17	UW St. Andrä: 110/20-kV-Netzabstützung KELAG Netz	64
4.3.18	UW Zurndorf: 380/110-kV-Netzabstützung BEWAG Netz	65
4.3.19	UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos	67
4.3.20	UW Malta Hauptstufe: Einbindung KW Reißbeck II	68
4.3.21	UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz	71
4.3.22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung EAG Netz	73
4.3.23	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KELAG Netz	75
4.3.24	UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger	76
4.3.25	UW Landschütz: 380/110-kV-Netzabstützung TIWAG Netz	78

4.4	Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte.....	80
4.4.1	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun – NK Tauern.....	80
4.4.2	UW Oststeiermark: 2. 380/110-kV-Umspanner SNG	82
4.4.3	UW Zurndorf: 3. 380/110-kV-Umspanner BEWAG Netz	84
4.4.4	UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung SNG	85
4.4.5	UW Sarasdorf: 2. 380/110-kV-Umspanner EVN Netz und Anlagenerweiterung.....	87
4.4.6	UW Bisamberg: 3. 380/110-kV-Umspanner EVN Netz.....	89
4.4.7	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN.....	90
4.4.8	UW Kainachtal: 4. 380/110-kV-Umspanner SNG	92
4.4.9	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung SNG.....	94
4.4.10	(n-1) Optimierung Leitungen	96
4.4.11	(n-1)-Optimierung Umspannwerke inkl. Thermal Rating	98
4.4.12	Optimierungsprogramm Transformatoren.....	100
4.4.13	110kV-Leitung Ernthofen – Hessenberg: Ersatzneubau Mast 23-38	102
4.4.14	Ergänzungen 380-kV-Steiermarkleitung	103
4.4.15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg.....	105
5	WEITERE PROJEKTE IN PLANUNGSÜBERLEGUNG.....	107
6	RISIKEN.....	108
6.1	Rechtliche Risiken	108
6.2	Risiken im Zuge der Umsetzung.....	109
6.3	Soziale Akzeptanz	110

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Genehmigte Projekte im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2011	19
Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus	29
Tabelle 3: Projektarten	29
Tabelle 4: Übersicht der Projekte Teil 1	30
Tabelle 5: Übersicht der Projekte Teil 2	31
Tabelle 6: Weitere Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in Planungsüberlegung	107
Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze.....	15
Abbildung 2: Notwendiger europäischer Netzausbau gemäß Hauptbedarfssegmenten.....	24
Abbildung 3: Der 380-kV-Österreich-Ring	27
Abbildung 4: Geographischer Überblick über die Projekte.....	32
Abbildung 5: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2008 bis 2010	109

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 Stromerzeugung (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 zu Gefahren 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 Stromerzeugung aus nachhaltigen Erzeugungsformen kommen. Dies bedeutet einen exponentiell steigenden Anteil an Wind- bzw. Solarkraft in Europa und bringt erhöhte Volatilitäten im Bereich der Stromproduktion. Diese müssen durch kapazitätsstarke Stromleitungen bzw. Speichersysteme handhabbar gemacht werden.

Durch die Bevorzugung der Einspeisung von Erneuerbaren Energien in das Stromnetz (gesetzliche Einspeisepflicht) steigen die Anforderungen an dieses fortlaufend an. Beispielhaft sei an dieser Stelle folgende Zahl genannt: Bis zu 20 Gigawatt Sonnenstrom sind im Süden Deutschlands untertags verfügbar und werden in die Stromnetze eingespeist, wobei weitere Verbesserungen bei den Einspeiseprognosen nötig sind. Bei Zusammentreffen mit 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 über 52.000 km neuer Hochspannungsleitungen in Europa und rechnet mit Investitionskosten von rd. 104 Milliarden Euro.

Allein in Deutschland wären entsprechend der DENA II Studie rund 3.500 km Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur notwendig gewesen. Gemäß den aktualisierten Szenarien inkl. Kernkraftwerksmoratorium und der Energiewende wird nunmehr im deutschen Netzentwicklungsplan 2012 ein Netzausbaubedarf von rd. 8.000 km innerhalb der nächsten 10 Jahre genannt. Außerdem steigen die Anforderungen im Bereich der Netzsteuerung massiv, wofür neue Technologiekonzepte wie Backbone-Leitungen und Smart Grids entwickelt werden.

EU-Energiekommissar Günther Oettinger hat mit der Verordnung „Leitlinien für eine transeuropäische Energieinfrastruktur“ diese Herausforderung aufgegriffen. Zurzeit werden in Europa rund 100 Netzinfrastrukturprojekte definiert, deren Realisierung vorrangige Bedeutung für die Integration der Erneuerbaren und die Versorgungssicherheit haben. Die APG engagiert sich in diesen Projektgruppen sehr intensiv, um bestimmte österreichische Leitungsprojekte als “Projects of Common Interest“ anerkannt zu bekommen.

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 sich von knapp 1.100 MW bis 2020 auf 3.000 MW verdreifachen. Im Bereich der Fotovoltaik ist die Zielsetzung mit einer Verzwölfachung auf rund 1.200 MW sogar noch ambitionierter. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung soll auch die heimische Wasserkraft weiter ausgebaut werden. Konkrete Windparkprojekte im Osten Österreichs mit einer Summenleistung von über 2.000 MW und der stetige Ausbau der Fotovoltaik zeigen, dass dies nicht nur Pläne im theoretischen Sinne sind, sondern sich in praktischer Umsetzung befinden.

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

- Erhöhte Notwendigkeit von Eingriffen in den Strommarkt durch Netzbetreiber (Engpassmanagement)
- Die Attraktivität von Investitionen in Erneuerbare sinkt
- Gefährdung der Versorgungssicherheit Österreichs
- Verminderung der Qualität des Wirtschaftsstandortes Österreich

APG-Masterplan

Gemäß der gesetzlichen Verantwortung – das Übertragungsnetz in Österreich vorausschauend sicher und zuverlässig auszubauen – hat APG erstmals im Jahr 2009 den APG-Masterplan veröffentlicht. Darin definiert die APG ihre langfristige strategische Netzausbauplanung, welcher die beschriebenen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa zugrunde liegen. Mehrere der im APG-Masterplan definierten Projekte sind seitens der europäischen Kommission als TEN-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 der ENTSO-E. Im Rahmen der aktuellen Entwicklungen rund um die Energiewende wird der APG-Masterplan derzeit überarbeitet und als „APG-Masterplan 2030“ im Jahr 2013 veröffentlicht.

Der Netzentwicklungsplan 2012

Der hier vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen strategischen Planungen des APG-Masterplans 2020 und dem NEP 2011. Hiermit informiert die APG alle Marktteilnehmer, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren (2013 – 2022) im Netz der APG ausgebaut werden müssen. 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. Netzanschlussprojekte (die durch die Marktteilnehmer Verteilernetzbetreiber, Kraftwerksbetreiber, Kunden und Merchant Line Betreiber ausgelöst werden) und spezifische Erweiterungsprojekte kategorisiert. Netzverbund- bzw. Netzanschlussprojekte werden im Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht, sofern die notwendigen vertraglichen Voraussetzungen (z.B. Abschluss einer Grundsatzvereinbarung oder eines Errichtungsvertrags) vorliegen bzw. damit eine hinreichende Planungssicherheit besteht.

Alle relevanten Marktteilnehmer hatten im Zeitraum vom 21.06.2012 bis 13.07.2012 die Möglichkeit, im Rahmen einer Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2012 Stellung zu nehmen. Die bei APG eingelangten Stellungnahmen wurden geprüft und in die vorliegende Version des Netzentwicklungsplans eingearbeitet.

Um die zuvor angeführten Herausforderungen zu bewältigen sind bis 2022 umfangreiche Netzverstärkungen und Netzausbauten in Österreich erforderlich. Die im APG-Netzentwicklungsplan 2012 dargestellten Projekte der kommenden zehn Jahre umfassen:

- Neue Leitungsprojekte im Ausmaß von rd. 220 km
- Umstellung von 390 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. 180 Schaltfeldern in den Spannungsebenen 380/220/110 kV
- Für die Kupplung der Netzebenen sowie zur Versorgung der Verteilnetze ist der Neubau von etwa 40 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. 256 km alte, kapazitätsschwache Leitungen demontiert werden

Die Abwicklung des im Netzentwicklungsplan dargestellten Ausbauumfangs an Projekten verlangen sowohl der APG als auch den zuständigen Genehmigungsbehörden bedeutende Anstrengungen ab.

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Erhöhung der Netzkapazitäten gemäß den vorliegenden Erfordernissen sind notwendige Voraussetzungen, um die Energiewende – v.a. die Stromwende – umzusetzen und zu begleiten. Neben der Netzintegration der Erneuerbaren Energieträger steht insbesondere die nachhaltige Sicherung des gewohnt hohen Niveaus der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für Strom im Mittelpunkt.

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

1.1 Ergänzende Anmerkung im Netzentwicklungsplan aufgrund der SNT / SNE-VO Bekämpfung

Aufgrund der vom Verfassungsgerichtshof aufgehobenen Systemnutzungstarifverordnungen der Jahre 2009, 2010 und 2011 drohen APG Rückzahlungsforderungen der Erzeuger im Ausmaß von rund 90 MEUR. APG geht zwar davon aus, dass ihr hier kein wirtschaftlicher Schaden erwächst, sondern dass dieser Ausfall über zukünftige Tarife kompensiert wird. Nichtsdestotrotz hat APG eine Vorfinanzierung zu leisten und somit einen Liquiditätsabgang zu verarbeiten, da die Rückzahlungsverpflichtung vor der Kompensation gemäß § 50 Abs 5 EIWOG schlagend wird.

Geht man davon aus, dass die Erzeuger auch die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012ff bekämpfen werden, und APG auch für diese Jahre von negative Auswirkungen nach selber Systematik wie für die oben genannten Jahre betroffen sein wird, kommt es aus Sicht der finanzwirtschaftlichen Gebarung der APG zu massiven ertragswirtschaftlichen, liquiditätswirksamen und bilanziellen Auswirkungen.

In ebensolchem Szenario wäre eine Verzinsung des Eigenkapitals im Sinne des aktuellen Regulierungssystems für den Eigentümer, sowie eine dem operativen Geschäft der APG entsprechende Liquiditätsvorhaltung nicht mehr gegeben.

Zur Sicherstellung der Innen- und Außenfinanzierung ist eine rasche Herstellung der Rechtssicherheit in diesem Bereich unumgänglich.

1.2 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 der Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes stehen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen vor neuen Herausforderungen. Neben dem marktpreisbestimmten Kraftwerkseinsatz beeinflussen der stetig steigende Stromverbrauch, zunehmend neue Kraftwerke und 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.

Ein leistungsfähiges Übertragungsnetz ist das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes und stellt die Grundvoraussetzung für den weiteren Ausbau erneuerbarer 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. strukturbedingte – Engpässe nur durch Netzausbaumaßnahmen nachhaltig beseitigt werden.

1.3 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 aus dem Operation Handbook der UCTE (jetzt 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)-Sicherheitskriteriums im Übertragungsnetzbetrieb der ENTSO-E verpflichtend vorgeschrieben.

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.

1.4 Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber

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

Die APG reicht hiermit den Netzentwicklungsplan ein und kommt damit den gesetzlichen Forderungen nach, den Marktteilnehmern Angaben zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahre 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 2012 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2013 bis 2022. 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 2020 dargestellt (vgl. Kap. 3.2) und fließen in den Netzentwicklungsplan 2012 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. 3.3).

Für die dem Umweltverträglichkeitsprüfungs-Verfahren (UVP-Verfahren) unterliegenden Projekte im (inter-)nationalen Interesse werden im Rahmen der Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und mögliche alternative Lösungsmöglichkeiten zum eingereichten Projekt sowie die wesentlichen Auswahlgründe analysiert und vorgelegt.

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 2012 unterfertigt wird.

Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte werden von 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 APG gemeinsam mit allen weiteren Anfragen auf Netzanschluss bzw. Netzverbund, die innerhalb desselben Kalenderquartals bei APG 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 Leitungen bzw. die Erhöhung/Optimierung der Leistung von Betriebsmitteln im Zuge eines lebensdauerbedingten Austausches.

1.5 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans

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

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

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

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 entwickelt. 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; Doppelausfälle werden gegebenenfalls zusätzlich analysiert.

Eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur bildet die Grundlage für die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit elektrischer Energie. Es ist das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes und stellt die Grundvoraussetzung für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Erreichung der österreichischen und europäischen Klimaschutzziele dar. Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten entsprechend den bestehenden bzw. prognostizierten Erfordernissen ist daher eine wesentliche Voraussetzung um diese bedeutenden betrieblichen, energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Vorteile weiterhin schaffen zu können.

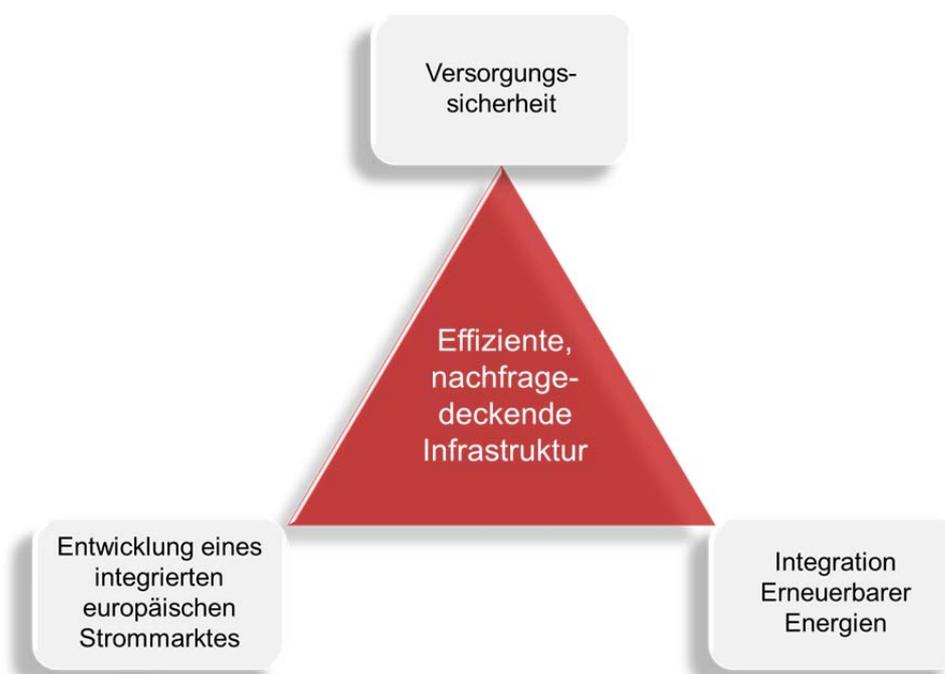


Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze

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 weithin 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.

1.6 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 Großteil 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.

Darüber hinaus wird durch die Projekte des Netzentwicklungsplans die Voraussetzung für die weitere Integration erneuerbarer Energien und somit für das Erreichen der nationalen und europäischen Klimaschutzziele geschaffen.

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

- Vermeidung von Engpässen und damit verbundenen Engpassmanagementkosten

In Kapitel 3.4 werden bestehende und prognostizierte Engpässe im APG-Netz und die zur Beherrschung dieser Engpässe notwendigen Maßnahmen beschrieben. Diese sind teils mit hohen (volkswirtschaftlichen) Kosten, teils mit Einbußen an Versorgungssicherheit verbunden.

Durch die Realisierung der Projekte des NEP können bestehende Engpässe beseitigt bzw. prognostizierte vermieden werden, womit es zu einer Ersparnis an Engpassmanagementkosten kommt und ein hohes Versorgungssicherheitsniveau gewährleistet werden kann. 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. Geringere CO₂-Emissionen sind als ökologischer Faktor ebenfalls von Bedeutung.

- **Höhere Transportkapazitäten**

Durch den Bau neuer Leitungen und Umspannwerke wird die übertragbare Transportmenge gesteigert. Dies ermöglicht die Einbindung von Windkraft, neuen Pumpspeicherkraftwerken als grüne Akkus in den Alpen, neuen effizienten konventionellen Kraftwerken und die sichere Anbindung von Verteilernetzen.

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

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

- **Integration erneuerbarer Energien zur Erreichung der 20/20/20-Ziele**

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur schafft die Möglichkeit zur Einbindung weiterer Erneuerbarer 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.

1.7 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 Wirtschaft zu ermöglichen. Damit wird neben dem energiewirtschaftlichen Aspekt ein großer Beitrag zur Sicherung von regionalen und überregionalen Wertschöpfungsketten geleistet.

Durch Aufnahme der Zielsetzung des „Lückenschlusses 380-kV-Österreich-Ring“ in das aktuelle Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung sowie deren allgemeines Bekenntnis zum Ausbau der Infrastruktur, können die Vorhaben der APG als bundesweite Anliegen bezeichnet werden. Die aktuelle 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.

Die aktuell langen Verfahrensdauern (Bsp. Steiermarkleitung 38 Monate) stellen jedoch große Gefährdungspotenziale für den notwendig raschen Modernisierungsschub für das österreichische Übertragungsnetz dar. Die fallweise vorhandenen unterschiedlichen legislativen Rahmenbedingungen in den Bereichen Technik und Raumordnung sind zusätzliche Hemmnisse zur Realisierung der energiepolitisch relevanten Netzausbauprojekte in einer angemessenen Zeit. Bundesweite Regelungen in den Bereichen Raumordnung („Korridorsicherung“), technische Umsetzungsregelungen, Infrastrukturbereinigung bzw. –beschleunigung könnten wesentliche Schritte zur besseren Gestaltung der Netzausbauprojekte im Sinne der BürgerInnen sein. Die Notwendigkeit derartiger gesetzlicher Initiativen wird mit internationalen Beispielen (u.a. Deutschland, Action Plan der EU) untermauert.

Die völkerrechtlichen Verpflichtungen Österreichs und aktuelle Ereignisse beschleunigen den Prozess der Energiewende und stellen alle Akteure in diesem Bereich vor neue Herausforderungen.

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 Energiewende leisten.

1.8 Genehmigte Projekte im Rahmen des NEP 2011

Seit 2011 sind die Regelzonenführer verpflichtet, jährlich einen Netzentwicklungsplan zu erstellen und nach Konsultation bei der ECA einzureichen. Erstmals wurde der NEP 2011 bei ECA eingereicht. Dieser wurde am 21.12.2011 per Bescheid (V NEP 01/11) gemäß § 38 EIWOG 2010 durch die ECA genehmigt.

Proj.Nr	Projektbezeichnung	Status
11-1	UW Lienz: Phasenschiebertransformator	In Betrieb (IBN 2012)
11-2	380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter	In Betrieb (IBN 2012)
11-3	UW Neusiedl: LWL-Einbindung	Umsetzung (IBN 2012)
11-4	UW Zell/Ziller: 2. 380/220-kV-Umspanner	Umsetzung (IBN 2013)
11-5	Umstellung Donauschiene auf 380 kV	Umsetzung (IBN 2013)
11-6	380-kV-Leitung Dürnrohr - Sarasdorf: Montage 3./4. System	Umsetzung (IBN 2014)
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Isar/Ottenhofen)	Vorprojekt (IBN 2015/16)
11-8	Netzraum Weinviertel	Planung/Vorprojekt (IBN 2017)
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner	Planung (IBN 2016)
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern	Vorprojekt (IBN 2019)
11-11	Zentralraum Oberösterreich	Vorprojekt (IBN 2017/20)
11-12	Reschenpassleitung	Planung (IBN 2020)

11-13	380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze (Veneto Region/IT)	Planung (IBN >2022)
11-14	Netzraum Kärnten	Planung (IBN >2022)
11-15	UW Südburgenland: 2x200-MVA-Umspanner BEWAG Netz	Umsetzung (IBN 2012)
11-16	UW Greuth: Einbindung Merchant Line ENECO VALCANALE	Umsetzung (IBN 2012)
11-17	UW St. Andrä: 110/20-kV-Netzabstützung KELAG Netz	Umsetzung (IBN 2012/13)
11-18	UW Zurndorf: 380/110-kV-Netzabstützung BEWAG Netz	Umsetzung (IBN 2012)
11-19	UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos	Vorprojekt (IBN 2014)
11-20	UW Malta Hauptstufe: Einbindung KW Reißbeck II	Umsetzung (IBN 2014)
11-21	UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz	Vorprojekt (IBN 2015)
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung EAG Netz	Vorprojekt (IBN 2014)
11-23	UW Villach Süd 220/110-kV-Netzabstützung KELAG Netz	Vorprojekt (IBN 2015)
11-24	UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger	Vorprojekt (IBN 2016)
11-25	UW Landschütz (ehem. Gruben): 380/110-kV-Netzabstützung TIWAG Netz	Vorprojekt (IBN 2015)

Tabelle 1: Genehmigte Projekte im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2011

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, der stetig steigende 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. 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) prognostiziert für den Zeitraum bis 2020 eine beinahe Verdreifachung der in Europa installierten Windkraftleistung von 70 GW auf mehr als 200 GW. Ganz ähnlich ist die Entwicklung im Bereich der Fotovoltaik.

Österreich steht vor ähnlichen Herausforderungen: Auf Basis der gesetzlichen Beschlüsse soll die installierte Windkraftleistung bis 2020 von derzeit rund 1.000 MW auf 3.000 MW verdreifacht werden. Im Bereich der Fotovoltaik ist die Zielsetzung mit einer Verzwölfachung auf rund 1.200 MW sogar noch ambitionierter. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung wird auch die heimische Wasserkraft weiter ausgebaut.

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. Abhängig vom Ausbauzustand der Netze kommt es bei unzureichend ausgebauten Netzen zu hohen Auslastungen bis hin zu Überlastungen der Netzinfrastruktur. Engpässe liegen vor, wenn die Netzbelastungen die für den Übertragungsnetzbetrieb vorgeschriebenen Sicherheitskriterien (z.B. das (n-1)-Kriterium²) überschreiten bzw. verletzen. Die Übertragungskapazitäten von Leitungen, Transformatoren oder anderen Teilen des Netzes sind in diesem Fall nicht mehr ausreichend dimensioniert.

Vereinzelt Engpässen, die aufgrund bestimmter netzbetrieblicher Situationen auftreten, kann mittels Engpassmanagement³ betrieblich begegnet werden. Treten im Gegensatz dazu Engpässe wiederholt und lange 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. regional stark steigender Stromverbrauch, erhöhte Transportanforderungen, Integration erneuerbarer Energien) ergeben sich aufgrund nationaler Einflüsse zur 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 Primärenergieträger 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:** Verdreifachung der in Europa installierten Windkraftleistung von dzt. rd. 70 GW auf mehr als 200 GW bis 2020, entsprechende Dynamik im Bereich der Fotovoltaik
- **Nachfrageseite national:** Demographische und wirtschaftliche Entwicklungen, regionale Verbrauchsentwicklung in Österreich, Entwicklungen des Industriesektors
- **Aufbringungsseite national:** Veränderungen des Kraftwerksparks (v.a. neue GUD-Kombikraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke), genutzte Primärenergieträger, Entwicklung der Primärenergie- und Strompreise, marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz

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.

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

- **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 Kilometern, bildet das Übertragungsnetz der APG das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung. Die APG ist für etwa 95% des österreichischen Übertragungsnetzes auf den Spannungsebenen 110, 220 und 380 kV und damit für die 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 – 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 APG-Masterplan 2020

Die langfristige strategische Netzausbauplanung der APG erfolgt im Zuge der Erstellung des APG-Masterplans, der periodisch überarbeitet und von der APG neu herausgegeben wird. Die Festlegung der Masterplanprojekte basiert dabei auf umfangreichen Szenarienrechnungen, die in Zusammenarbeit mit der TU Wien und der TU Graz die künftigen energiewirtschaftlichen Anforderungen an das Höchstspannungsnetz simulieren und Netzausbauerfordernisse identifizieren. Mit den daraus abgeleiteten, erforderlichen Netzausbauprojekten (Masterplanprojekte) kann die APG bei zeitgerechter Umsetzung bestehende Engpässe beseitigen und der Entstehung neuer Engpässe entgegenwirken. So wird langfristig die Versorgungssicherheit, der Zugang der österreichischen Marktteilnehmer zum Strommarkt sowie die nachhaltige Integration erneuerbarer Energien gewährleistet.

Der nächste APG-Masterplan, der die Periode bis 2030 erfassen wird, basiert auf Szenarienrechnungen und Marktsimulationen, welche von der TU Graz mit dem Marktsimulationsmodell ATLANTIS durchgeführt werden. Damit ist gewährleistet, dass die Neuausrichtung der europäischen Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien und die aktuellen Entwicklungen betreffend Atomkraft im österreichischen Umfeld (insbesondere Deutschland) berücksichtigt werden. Großräumige europäische Szenarien (z.B. Offshore-Windkraftwerke im Atlantik und solarthermische Kraftwerke im Süden Europas) werden dabei ebenso miteinbezogen wie die Beeinflussung des Stromverbrauchs durch Technologieinnovationen wie z.B. die e-mobility.

Der aktuelle APG-Masterplan 2020 ist unter www.apg.at abrufbar und stellt die Basis für den gesetzlich vorgeschriebenen Netzentwicklungsplan dar.

3.3 Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (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. Erstmals wurde der TYNDP im Juni 2010 publiziert.

Die zweite Auflage des TYNDP – der TYNDP 2012 – wurde nach öffentlicher Konsultation 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.

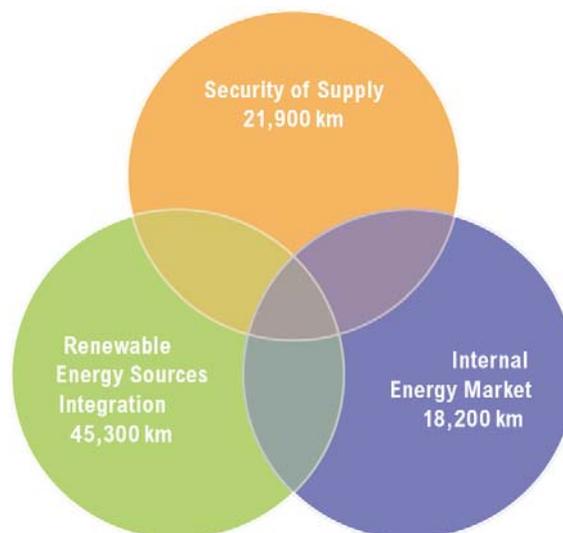


Abbildung 2: Notwendiger europäischer Netzausbau gemäß Hauptbedarfssegmenten

(Quelle: ENTSO-E TYNDP 2012)

Insgesamt wurde im TYNDP 2012 ein Netzausbaubedarf von rd. 52.300 km neuen bzw. zu verstärkenden Leitungen mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rd. 104 Milliarden Euro identifiziert. In Abbildung 2 erfolgt eine Zuordnung dieses erforderlichen Netzausbaus zu den folgenden Hauptbedarfssegmenten:

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

3.4 Bestehende und prognostizierte Engpässe im Übertragungsnetz der APG

Im Folgenden werden bereits bestehende sowie prognostizierte Engpässe im Netz der APG dargestellt:

3.4.1 Nord-Süd-Engpässe

Die 220-kV-Nord-Süd-Leitungen (Salzburg - Tauern, Ernsthofen - Weißenbach - Tauern, Wien Südost - Ternitz, Hessenberg - Obersielach) sind bereits über 60 Jahre alt und weisen aufgrund der geringen Seilquerschnitte sehr geringe Transportkapazitäten auf. Bis zur Inbetriebnahme der 380-kV-Steiermarkleitung (Mitte 2009) bestand auf diesen Nord-Süd-Leitungen ein massiver Engpass, der nur durch das Ausschöpfen aller netzbetrieblichen Möglichkeiten, den Eingriff auf den Kraftwerkeinsatz durch die APG sowie durch den Einsatz der drei Phasenschiebertransformatoren beherrscht werden konnte. Durch die Inbetriebnahme der 380-kV-Steiermarkleitung (Mitte 2009) gelang insbesondere im östlichen Teil der Regelzone eine entscheidende Verbesserung der Situation.

Aufgrund bereits realisierter und einiger weiterer Kraftwerksprojekte im Raum Kärnten, Oberösterreich und Salzburg werden sich die Nord-Süd-Engpässe wieder verschärfen. Eine Beseitigung dieser Engpässe wird erst mit Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung vom Netzknoten St. Peter - über Salzburg und Pongau – bis zum Netzknoten Tauern erfolgen, da erst durch deren durchgängigen 380-kV-Betrieb eine ausreichende Erhöhung der Transportkapazität gewährleistet ist.

3.4.2 Schwachstelle St. Peter – Deutschland

Vom Netzknoten St. Peter führen zwei 220-kV-Leitungen bzw. vier 220-kV-Systeme mit unterschiedlicher Transportkapazität zwischen 318 MVA und 457 MVA nach Deutschland (St. Peter - Simbach/Altheim, St. Peter - Pirach/Pleinting).

Seit 2006 treten sowohl im Import- als auch im Exportfall hohe Belastungen und zeitweise (n-1)-Befunde auf diesen vier 220-kV-Systemen zu TenneT TSO GmbH auf.

Die hohen lokalen Belastungen der Leitungssysteme sind aufgrund der regionalen Produktion/Abnahme und der überregionalen Austauschleistungen zwischen dem Regelblock Deutschland und der Regelzone APG gegeben und erfordern entsprechende Engpassmanagementmaßnahmen im Netzbetrieb. Bisher konnte fast ausschließlich mit netztechnischen Maßnahmen (v.a. Sonderschaltungen) das Auslangen gefunden werden.

Die bereits in Bau befindlichen und zukünftigen Kraftwerksprojekte im Raum Oberösterreich, Salzburg und Kärnten werden die bestehenden Belastungssituationen auf den Kuppelleitungen St. Peter – Deutschland weiter verschärfen und vermehrt kraftwerksseitige EPM-Maßnahmen bzw. Cross-Border-Redispatch erfordern. Eine Entlastung ist erst mit dem geplanten Netzausbau 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze (Isar/Ottenhofen) (Projekt 11-7) zu erwarten.

3.4.3 Engpass Lienz – Soverzene

Die 220-kV-Leitung von Lienz nach Soverzene mit einer Übertragungskapazität von lediglich 285 MW ist die einzige Verbindungsleitung zwischen Österreich und Italien.

Ohne Entlastungsmaßnahmen wäre diese Leitung bislang über lange Zeiträume aufgrund des Importverhaltens von Italien und der Erzeugung der nahen Speicher- und Wasserkraftwerke in Kärnten vorwiegend untertags überlastet und müsste abgeschaltet werden. Um die Leitung dennoch in Betrieb halten zu können, wurde bisher eine Begrenzung des Lastflusses durch netztechnische Maßnahmen, wie die Sonderschaltung in Lienz bzw. Soverzene oder – wenn diese nicht mehr ausreichen – durch kostenintensive kraftwerksseitige Maßnahmen (Richtbetrieb Malta Hauptstufe) erreicht.

Eine Entschärfung dieses Engpasses konnte mit der Inbetriebnahme des Phasenschiebertransformators in Lienz (Mai 2012) erzielt werden (Projekt 11-1).

3.4.4 Sonstige Schwachstellen

Aufgrund der prognostizierten energiewirtschaftlichen Entwicklung werden sich die Lastflüsse verändern und in einigen Bereichen des APG-Netzes deutlich ansteigen. Die Auswirkungen wurden im Rahmen des APG-Masterplan 2020 eingehend untersucht und es wurden – neben den bereits dargestellten Bereichen (Nord-Süd, St. Peter - Deutschland und Lienz - Soverzene) – noch die Netzbereiche Kärnten mit den Leitungszügen Lienz – Malta Hauptstufe, Lienz – Obersielach, Obersielach – Podlog und Tirol mit der West-Ost-Verbindung Westtirol – Zell Ziller als Schwachstellen⁴ lokalisiert.

Alle dargestellten Engpässe bzw. Schwachstellen müssen aufgrund unserer gesetzlichen Verpflichtungen sowohl im laufenden Betrieb mit entsprechenden Engpassmanagementmaßnahmen für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb bewältigt werden, als auch in der Netzplanung hinsichtlich einer (n-1)-sicheren Netzausbauplanung berücksichtigt werden. Erfolgen die erforderlichen Netzausbauten bzw. -erweiterungen nicht zeitgerecht, erhöht sich aufgrund der hohen Leitungsbelastungen das Risiko im Netzbetrieb und es müssen Kraftwerke vermehrt eingeschränkt werden.

3.5 Der 380-kV-Höchstspannungsring als Kernstück der Ausbauplanung

Das Übertragungsnetz wurde in den letzten Jahrzehnten zwar parallel zum Kraftwerksausbau und zu den laufenden Verbrauchssteigerungen sukzessive ausgebaut, allerdings konnte der Leitungsausbau nicht mit den stark gestiegenen Anforderungen Schritt halten. Um die Versorgungssicherheit in Österreich langfristig sicherzustellen, ist die möglichst rasche Errichtung des 380-kV-Höchstspannungsringes unabdingbar.

⁴ Hinsichtlich des Übertragungsnetzes in Vorarlberg wird auf den NEP der VÜN hingewiesen.

Der geplante 380-kV-Österreich-Ring verbindet fast alle APG-Netzknoten (vgl. Abbildung 3). Diese sind die zentralen Schaltstellen für die Stromverteilung innerhalb Österreichs und ins benachbarte Ausland. Die Fertigstellung dieses Rings ist daher das zentrale Kernstück der Netzausbauplanung der APG.

Mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Steiermarkleitung Mitte 2009 wurde ein wesentlicher Schritt zur Vervollständigung des 380-kV-Ringes im Osten Österreichs gemacht und die bis dahin sehr kritischen Nord-Süd-Engpässe im APG-Netz stark reduziert. Im Mai 2011 konnte nun mit der Inbetriebnahme der Salzburgleitung im Abschnitt vom Netzknoten St. Peter bis zum UW Salzburg ein weiteres wichtiges Teilstück des 380-kV-Ringes fertig gestellt werden.

Für die Vervollständigung des 380-kV-Ringes sind noch folgende Leitungsverbindungen erforderlich:

- Die 380-kV-Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern (Projekt 11-10) bzw. die Netzabstützungsprojekte UW Wagenham, UW Salzburg, UW Pongau und Netzknoten Tauern.
- Im Norden ist entlang der Donau die bestehende, bereits für den 380-kV-Betrieb genehmigte Leitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Ernsthofen auf 380 kV umzustellen. Dieses Projekt (Umstellung Donauschiene auf 380 kV, Projekt 11-5) befindet sich derzeit in der Umsetzung.
- Im Süden ist analog zu den weiteren Verbrauchsteigerungen und vor allem durch den geplanten Kraftwerksausbau der Netzraum Kärnten zu verstärken (siehe Projekt 11-14).

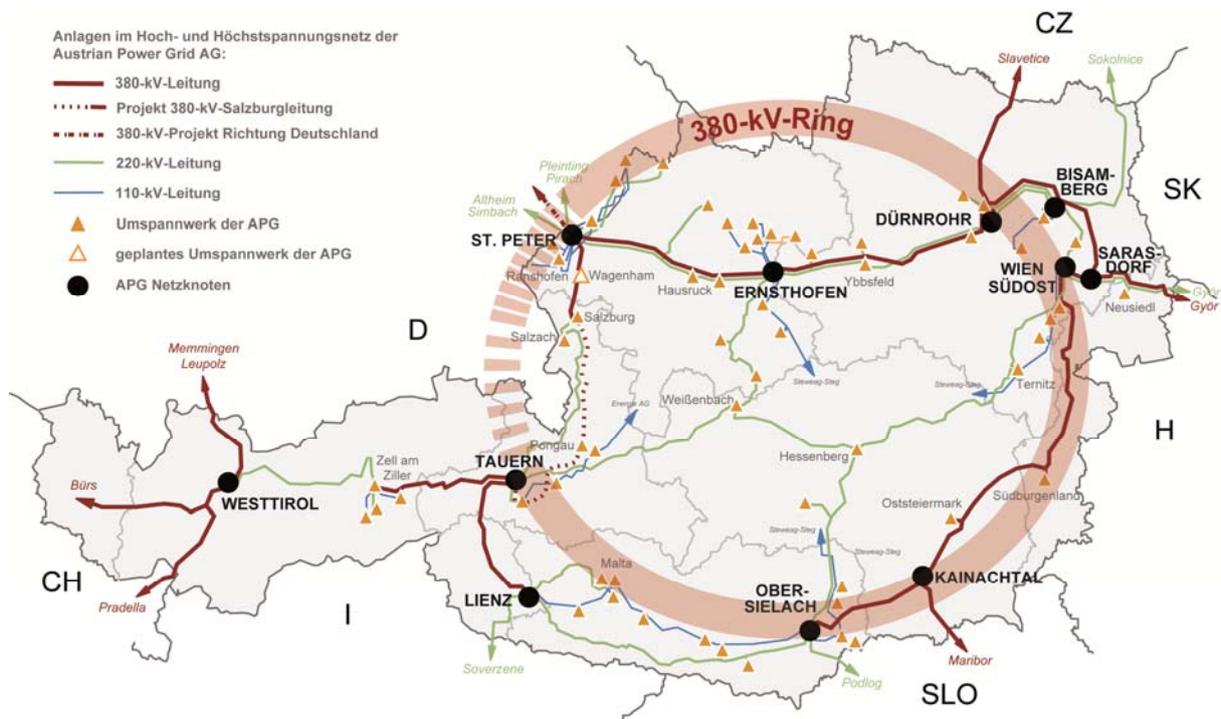


Abbildung 3: Der 380-kV-Österreich-Ring

4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2012

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan 2012 (NEP12) werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte, entsprechend den in Kapitel 1.4 beschriebenen Rahmenbedingungen bzw. unter Zugrundelegung der dort erörterten Voraussetzungen, beschrieben. Im gegenständlichen Kapitel werden sowohl jene Projekte dargestellt die bereits mit dem NEP 2011 genehmigt wurden (siehe Kapitel 4.3) als auch neue Projekte die nun zur Genehmigung eingereicht werden (Kapitel 4.4).

Die Detailbeschreibungen der Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse wurden von der APG erstellt; für jene hinsichtlich Netzverbundprojekte für Verteilernetzbetreiber und Netzanschlussprojekte für Kraftwerke, Kunden und Merchant Lines wurden Beiträge von den Marktteilnehmern berücksichtigt. Die APG hat in diesem Zusammenhang 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 4.3 und 4.4.

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

Tabelle 2: 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 3: 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 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2012

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2012. Die im Zeitraum 2013 – 2015 geplanten Projekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar. Für den Zeitraum 2016 – 2022 wird an dieser Stelle ein Ausblick über die weiteren wichtigen Übertragungsinfrastrukturprojekte – entsprechend dem aktuellen Planungsstatus – gegeben. Die Reihenfolge der Darstellung der einzelnen Projekte folgt der in Kapitel 1.4 getroffenen Kategorisierung (Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse, Netzverbundprojekte für Verteilernetzbetreiber, Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines sowie spezifische Erweiterungsprojekte).

Proj.-Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
11-1	UW Lienz: Phasenschiebertransformator	◇										
11-2	380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter	◇										
11-3	UW Neusiedl: LWL-Einbindung	◇										
11-4	UW Zell/Ziller: 2. 380/220-kV-Umspanner		◇									
11-5	Umstellung Donauschiene auf 380 kV		◇									
11-6	380-kV-Leitung Dürnrohr - Sarasdorf: Montage 3./4. System			◇								
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Isar/Ottenhofen)				◇							
11-8	Netzraum Weinviertel						◇					
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner					◇						
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern								◇			
11-11	Zentralraum Oberösterreich						◇			◇		
11-12	Reschenpassleitung									◇		
11-13	380-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Veneto Region/IT)											
11-14	Netzraum Kärnten											
12-1	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun - NK Tauern				◇							

Proj.-Nr.	Netzverbundprojekte für Verteilernetzbetreiber	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
11-15	UW Südburgenland: 2x200-MVA-Umspanner BEWAG Netz	◇										
11-17	UW St. Andrä: 110/20-kV-Netzabstützung KELAG Netz	◇	◇									
11-18	UW Zurndorf: 380/110-kV-Netzabstützung BEWAG Netz	◇										
11-21	UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz				◇							
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung EAG Netz			◇								
11-23	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KELAG Netz				◇							
11-25	UW Landschütz: 380/110-kV-Netzabstützung TIWAG Netz				◇							
12-2	UW Oststeiermark: 2. 380/110-kV-Umspanner SNG		◇									
12-3	UW Zurndorf: 3. 380/110-kV-Umspanner BEWAG Netz			◇								
12-4	UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung SNG			◇								
12-5	UW Sarasdorf: 2. 380/110-kV-Umspanner EVN Netz und Anlagenerweiterung			◇								
12-6	UW Bisamberg: 3. 380/110-kV-Umspanner EVN Netz			◇								
12-8	UW Kainachtal: 4. 380/110-kV-Umspanner SNG				◇							
12-9	UW Hadersdorf/Mürzthal: 220/110-kV-Netzabstützung SNG						◇					

Legende: Status Planung NEP 2011
 Neue Projekte im NEP 2012
◇ Voraussichtliches Jahr der IBN (Stand 08/2012)

Tabelle 4: Übersicht der Projekte Teil 1

Proj.-Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
11-16	UW Greuth: Einbindung Merchant Line ENECO VALCANALE	◇										
11-19	UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos			◇								
11-20	UW Malta Hauptstufe: Einbindung KW Reißbeck II			◇								
11-24	UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger					◇						
12-7	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN			◇								

Proj.-Nr.	Spezifische Erweiterungsprojekte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
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											

Legende:

- Status Planung NEP 2011
- Neue Projekte im NEP 2012
- ◇ Voraussichtliches Jahr der IBN (Stand 08/2012)

Tabelle 5: Übersicht der Projekte Teil 2

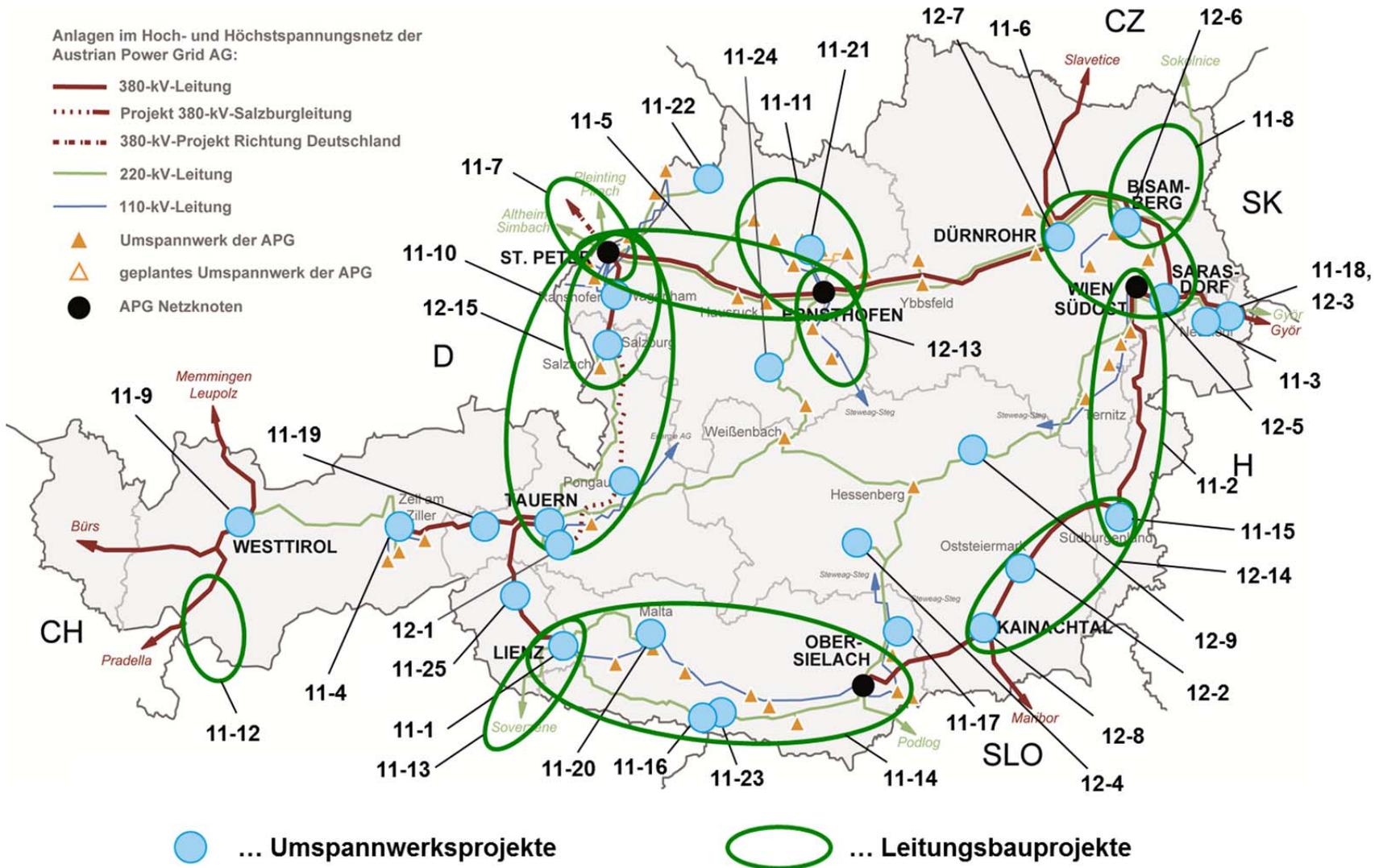


Abbildung 4: Geographischer Überblick über die Projekte

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Normalschaltzustand mit durchgängig gekuppeltem Zweisammelschienenbetrieb in den Umspannwerken Lienz und Malta
- Bedeutende Erhöhung der Versorgungssicherheit, insbesondere für die Teilnetzabstützung KEW des 110-kV-Netzes der KELAG Netz GmbH im UW Malta Hauptstufe (bei getrenntem Schienenbetrieb würde ein Sammelschienenfehler zur Abschaltung beider 220/110-kV-Umspanner von KEW führen)
- Reduzierung der netz- und marktseitig erforderlichen EPM-Maßnahmen
- Möglichkeit zur gezielten Leistungsflusssteuerung auf der Kuppelleitung nach Italien
- Zusätzliche Variabilität für die Betriebsführung (Schaltvorgänge, Beeinflussung des Spannungswinkels für (Wieder-)Zuschaltungen etc.)

Weitere Statusdetails

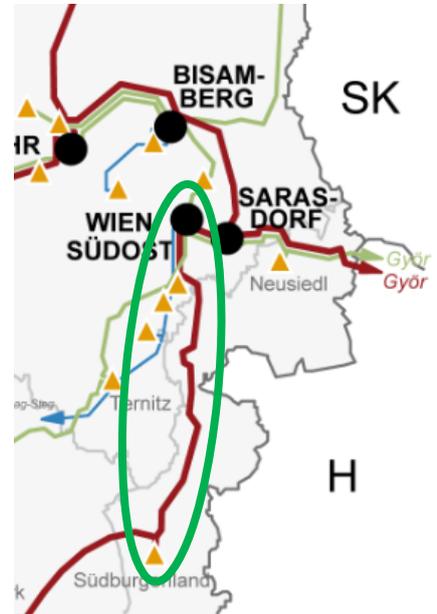
- APG-Masterplan 2020 (Projekt 4)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 220); TYNDP 2012 (Projekt 26.47.220)
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*
- Bereits in Betrieb genommen – Abschlussarbeiten laufen

4.3.2 380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter

Projektnummer: 11-2	Netzebene: 1	Projektstatus: In Betrieb
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitungen	GepI. IBN: 2012

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die 380-kV-Leitung UW Südburgenland – UW Wien Südost wurde 1999 in Betrieb genommen („Burgenlandleitung“). Die Maste der Burgenlandleitung wurden statisch für drei Teilleiter (3er Bündel) pro Phase und System dimensioniert. Im ursprünglichen starkstromwegerechtlichen Baugenehmigungsverfahren wurden zwei Teilleiter (2er Bündel) pro Phase pro System zur Genehmigung beantragt, da aufgrund der damaligen Netzkonfiguration, der netztechnischen und betrieblichen Erfordernisse lediglich das 2er Bündel benötigt wurde. Um die Burgenlandleitung in baulicher, netztechnischer und betrieblicher Hinsicht zu vervollständigen (und damit den schon ursprünglich vorgesehenen Zustand herzustellen), wird der 3. Teilleiter montiert.



Die Burgenlandleitung hat derzeit pro System eine thermische Grenzleistung von ca. 1500 MW. Aufgrund der Lastzuwächse, der schon bestehenden und zukünftig zu erwartenden Windeinspeisungen von bis zu 2000 MW im Osten Österreichs sowie der absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen ist eine Erhöhung der (n-1)-Transportkapazität der Burgenlandleitung erforderlich. Dies wird durch die Montage des 3. Teilleiters ermöglicht.

Projektbeschreibung und technische Daten

Es handelt sich bei der beschriebenen Maßnahme um die Aufrüstung der bestehenden 2er-Bündelbeseilung auf eine 3er-Bündelbeseilung. Damit erhöht sich die (n-1)-sicher übertragbare Leistung des Gesamtsystems und wird den oben genannten Bedürfnissen gerecht. Durch die vorausschauende Planung der APG bei der Errichtung der Burgenlandleitung wurden die Maste und Fundamente bereits statisch für die zukünftige 3er-Bündelbeseilung bemessen, sodass nun durch dessen Montage keinerlei Maßnahmen an den Mastkörpern oder Fundamenten erforderlich werden. Die Leitungstrasse hat im ausschlaggebenden Teilstück eine Gesamtlänge von rd. 108 km.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Da die Tragwerke der Burgenlandleitung bereits für das 3er-Bündel ausgelegt sind, kann mit vergleichsweise geringem finanziellem Aufwand eine deutliche Kapazitätserhöhung erreicht werden. Die nach diesem Ausbauschritt gegebene durchgehende 3er-Bündelbeseilung des Leitungszuges Wien Südost – Südburgenland – Oststeiermark – Kainachtal schafft die Grundlage für die langfristige Versorgungssicherheit im Südosten Österreichs und in Kom-

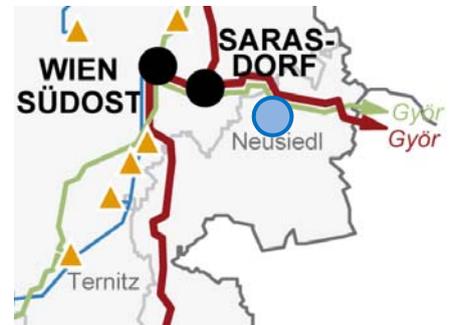
ination mit dem Projekt Netzraum Kärnten die leistungsfähige Verbindung der Pumpspeicherkraftwerke mit der Windkraft im Nordosten.

Weitere Statusdetails

- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*
- Bereits in Betrieb genommen – Abschlussarbeiten laufen

4.3.3 UW Neusiedl: LWL-Einbindung

Projektnummer: 11-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Leitungen	Gepf. IBN: 2012
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Altersbedingt ist im UW Neusiedl die Erneuerung von Fernsteuerung, Leittechnik und Schutzgeräten auf Digitaltechnik erforderlich. Die Voraussetzung hierfür ist die Anbindung des UW Neusiedl mittels Lichtwellenleiter (LWL) und neuer Datenübertragungstechnik.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Das UW Neusiedl ist mittels einsystemiger Einschleifung der 220-kV-Leitung Wien Südost – Staatsgrenze (Győr/HU) ins Übertragungsnetz der APG eingebunden. Im Bereich der Einschleifung des UW Neusiedl verlaufen die Trassen der 220-kV-Leitung und 380-kV-Leitung Wien Südost – Staatsgrenze (HU) parallel. Da auf der 220-kV-Leitung kein LWL mitgeführt wird, erfolgt die erforderliche LWL-Anbindung des UW Neusiedl unter Nutzung des im Erdseil der 380-kV-Leitung geführten LWL.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Der Ersatz der Altanlage und die Umstellung auf Digitaltechnik gewährleisten eine Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit und Betriebssicherheit.</p> <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt 		

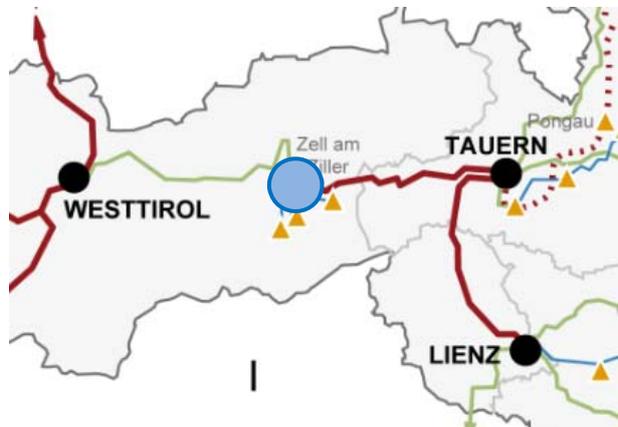


4.3.4 UW Zell/Ziller: 2. 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 11-4	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2013

Auslöser und technische Notwendigkeit

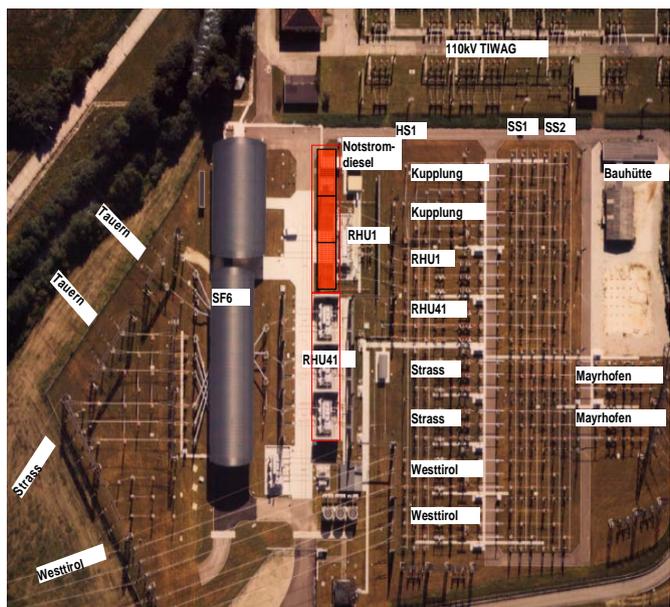
Das westliche 220-kV-Übertragungsnetz der APG ist im UW Zell/Ziller Richtung Osten mit nur einem 380/220-kV-Transformator (3 x 400 = 1200 MVA) verbunden. Zwar steht für diese Trafobank vor Ort ein Reserveschenkel mit 400 MVA zur Verfügung, dennoch zeigt sich aus den Erfahrungen des Trafoschadens im Jahr 2006 und der Reparaturdauer von über einem Jahr die Notwendigkeit einer Erhöhung der (n-1)-Reserve. Bei Ausfall oder Nicht-Verfügbarkeit des 1200-MVA-Transformators kommt es zu einer Auftrennung der APG-Regelzone in zwei Teile, wobei die Kraftwerksgruppe Zemm mit rd. 1000 MVA im westlichen Teil verbleibt (dadurch ggf. problematisch für die Netzregelung im östlichen Teil).



Zusätzlich wird es durch die Verzögerungen bei der Salzburgleitung (→ verstärkte Regelung mit den Nord-Süd-Phasenschiebertrafos) und durch neu errichtete Kraftwerke wie z.B. Limberg II zu höheren Leistungsflüssen im westlichen Netzbereich sowie über den 380/220-kV-Umspanner in Zell/Ziller kommen.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung einer zweiten Trafobank durch schrittweise Anschaffung eines zweiten (2012) und dritten (2013) Reserveschenkels
- Örtliche Übersiedelung des 220/110-kV-Trafos RHU1 in den Bereich der Bauhütte
- Adaptierungen an den Schaltanlagen



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Bedeutende Erhöhung der Ost-West-Übertragungskapazität sowie der (n-1)-Sicherheit und -Reserve
- Vermeidung einer Ost-West-Trennung der Regelzone bei Ausfall des bestehenden Umspanners oder Nicht-Verfügbarkeit und der daraus resultierenden netzbetrieblichen Nachteile (Engpässe Salzburgleitung, Kuppelleitungen St. Peter, Regelleistung, etc.)
- Zusätzlich zeigen die Analysen zum APG-Masterplan 2020 bei den Szenarien 2015 eine markante Erhöhung der Leistungsflüsse im westlichen Netzbereich (v.a. auf den Inntal-Achsen), welche durch diese Maßnahme beherrscht werden kann.

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2020 (Projekt 7)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 (Projekt 47.219)
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.5 Umstellung Donauschiene auf 380 kV

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

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 deutlich erhöhen.

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

Grundlegende 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
- Betriebliche Umstellung der bestehenden Leitung (Systeme 431/432) von 220 kV auf 380 kV



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

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

Weitere Statusdetails

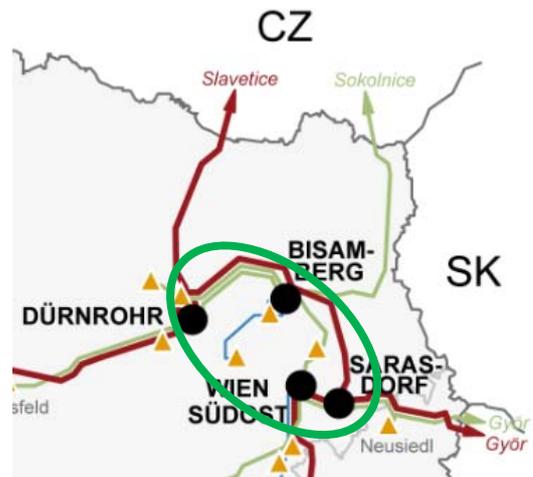
- APG-Masterplan 2020 (Projekt 6)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 221); TYNDP 2012 (Projekt 47.221)
- Das Projekt ist letztinstanzlich genehmigt
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.6 380-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 Masten 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. Bündelabstandshalter, Isolatoren, Armaturen) werden teilweise aus dem Projekt 380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter (Projekt 11-2, NEP 2011) 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 Dürnrrohr-Sarasdorf bedeutet letztlich deutlich höhere Redundanzen bzw. (n-1)-Reserven und damit höhere Versorgungssicherheit in der Nord- und Südanseisung Wiens. Dies ermöglicht weitere netzbetriebliche Optionen zur Bewältigung von Engpässen in diesem Netzraum (insbesondere 220-kV-Ltg. NK Bisamberg – NK Wien Südost).

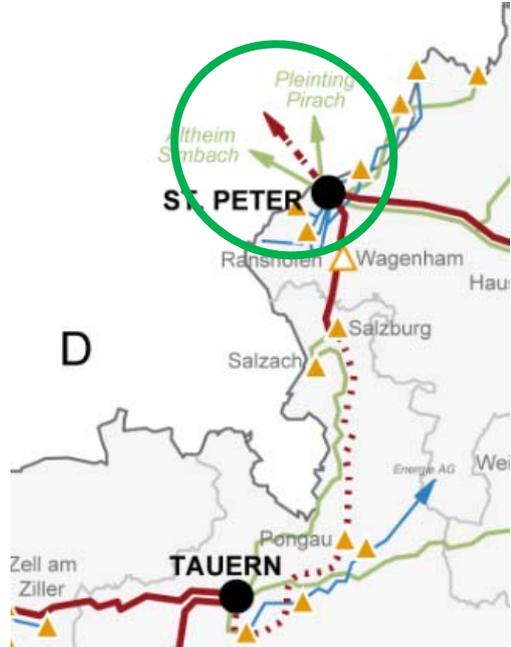
Die in der ursprünglichen Errichtung des Leitungszuges bereits vorgesehene Auflage von zwei zusätzlichen Systemen auf den bereits bestehenden Gestängen ermöglicht eine äußerst kostengünstige Kapazitätserweiterung unter Nutzung der Synergien im Zusammenhang mit dem Projekt 380-kV-Burgenlandleitung: Montage 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 ist letztinstanzlich genehmigt
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.7 380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Isar/Ottenhofen)

Projektnummer: 11-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2015/2016
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der sich intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich-Deutschland (Strommarkt) begründet durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren (Windenergie) im Norden Europas (insbesondere Deutschlands) führt insbesondere aufgrund der Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zu stark steigenden Netzbelastungen an den 220-kV-Kuppelleitungen in St. Peter.</p> <p>Die Übertragungskapazitäten der bestehenden 220-kV-Leitungen St. Peter - Pirach/Pleinting (DE) sowie St. Peter - Simbach/Altheim (DE) sind zeitweise bereits ausgeschöpft und die Netzbelastungen in diesem Netzbereich zeitweise nur mit netzseitigen Maßnahmen (Engpassmanagement) zu beherrschen. Durch den absehbaren weiteren Ausbau der Windkraft in Nordeuropa und der Pumpspeicherkraftwerke in den österreichischen Alpen sind hinsichtlich deren sinnvoller 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 2017 eine 380-kV-Leitung als Ersatz einer der bestehenden 220-kV-Leitungen zw. Österreich (Netzknoten St. Peter) und den nächsten leistungsstarken deutschen Netzknoten (Isar und Ottenhofen) errichtet werden soll, sodass eine weitere leistungsstarke durchgängige 380-kV-Netzverbindung zwischen dem österreichischen und dem deutschen Übertragungsnetz hergestellt ist. Damit soll das gemeinsame Marktgebiet abgesichert und die Wechselwirkung zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich (green batteries) möglichst uneingeschränkt gesichert sein.</p> <p>Über eine seitens TenneT TSO GmbH neu zu errichtende 380-kV-Anlage im UW Simbach (DE) ist darüber hinaus die Anbindung des geplanten Gas- und Dampf-Kraftwerkes (Kraftwerk Haiming) der OMV an die 380-kV-Leitung St. Peter – Isar/Ottenhofen geplant.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Mit dem Ziel der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich muss vom Netzknoten St. Peter beginnend bis Isar (DE) bzw. Ottenhofen (DE) eine neue 380-kV-</p>		



Leitung errichtet werden.

Den 380-kV-Abschnitt zwischen dem Netzknoten St. Peter und der Staatsgrenze errichtet die APG; im Abschnitt von der Staatsgrenze bis nach Ottenhofen (DE) 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. 90 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

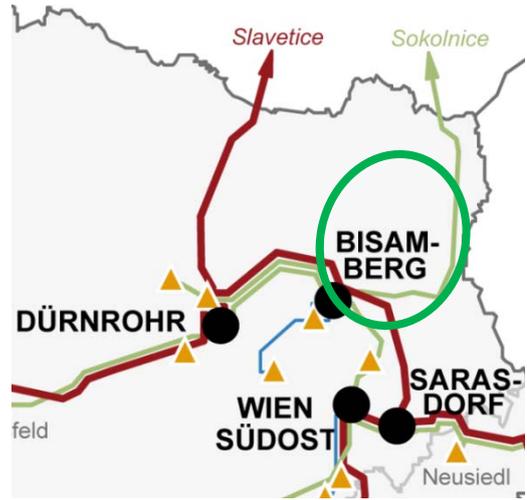
Die neu zu errichtende 380-kV-Leitung (Deutschlandleitung) erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit Windenergieanlagen in Europa und damit eine extensivere Nutzung der Windenergie im Sinne der europäischen Klimaziele. Österreich und Deutschland bilden derzeit ein Marktgebiet mit einem Marktpreis. Mit dieser Leitung sollten 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. 1/3).

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2020 (Projekt 5)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 212); TYNDP 2012 (Projekt 47.212)
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.8 Netzaum Weinviertel

Projektnummer: 11-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegungen / Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2017
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die bestehende 220-kV-Freileitung von Bisamberg Richtung Staatsgrenze (Sokolnice) wurde teilweise in den Kriegsjahren bzw. danach errichtet und 1958 in Betrieb genommen. Sie führt durch das niederösterreichische Weinviertel, in dem ein starker Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern auf eine Gesamtanschlussleistung von bis zu 2300 MW erwartet wird. Gemäß Informationen vom Verteilernetzbetreiber EVN Netz GmbH liegen dzt. zusätzlich zu den bereits installierten rd. 360 MW, Netzanschlussanfragen für Windkraftanlagen im Ausmaß von rd. 2000 MW vor. Mit der bestehenden Leitungskapazität ist der Anschluss der im Weinviertel geplanten Windenergieanlagen bzw. der Abtransport der erzeugten Energie nicht möglich. Zudem werden Verbrauchssteigerungen in diesem Netzaum erwartet (Großverbraucher und elektrisch angetriebene Kompressoren am Gassektor) und zustands- bzw. altersbedingt steht in den kommenden Jahren eine Sanierung des Leitungszuges im Raum.</p> <p>Projektbeschreibung und grundlegende Daten</p> <p>Um die Netzeinbindung der geplanten Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Weinviertel zu ermöglichen und die geplanten Bedarfssteigerungen decken zu können, sind die bestehende 220-kV-Freileitung zu verstärken und neue Umspannwerke im nordöstlichen Weinviertel zur Anbindung zu errichten.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Die Übertragungskapazitäten im Weinviertel werden verstärkt, wodurch der Netzanschluss bzw. Netzzugang der geplanten Windkraftanlagen ermöglicht wird. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen. Darüber hinaus können durch die Netzverstärkung in diesem Bereich die erwarteten Verbrauchssteigerungen abgedeckt werden und die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität im Weinviertel erhalten bzw. gesteigert werden.</p>		



Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2020 (Projekt 3)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 217); TYNDP-Package 2012 (Regional Investment Plans CCE, CCS: Projekt A103)
- Koordinierte Planungen mit EVN Netz GmbH und Großverbrauchern laufen
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.9 UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2016

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 = 1000 MVA) im NK Westtirol. Bereits jetzt kommt es bei Leitungsausfällen im südbayerischen und badenwürttembergischen Raum teilweise zu Überlastung dieses Transformators, welche zurzeit nur mit netzseitigen Engpassmanagementmaßnahmen abgewendet werden können. Ebenso kommt es bei Ausfall der als Einphasentransformator ausgeführten 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 (z.B. Silz, Kaunertal) sowie in der östlichen Schweiz), insbesondere der 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 1000 MVA im NK Westtirol; diese ist baugleich mit der bestehenden Bank (u_k , Durchgangsleistung, Regelbereich), um eine gleichmäßige Flussaufteilung über die Transformatoren zu erreichen sowie eine entsprechende Reservefunktion durch die sechs Trafoschenkel zu erzielen.

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 (z.B. Limberg II, Reißeck II) und zukünftiger Erzeugungsanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich und Entwicklungen des ausländischen energiewirtschaftlichen Umfelds
- Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2020 (Projekt 7)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 (Projekt 47.219)
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.10 380-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: 2019
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die 380-kV-Salzburgleitung Netzknotten St. Peter – Netzknotten Tauern verbindet als überregionales Leitungsprojekt den Netzknotten St. Peter in Oberösterreich und den Netzknotten Tauern in Salzburg. Der Engpass auf der derzeit bestehenden 220-kV-Leitung – der sich zudem in Zukunft massiv ausweiten wird – wird durch die 380-kV-Salzburgleitung beseitigt. Die Salzburgleitung ist ein wesentlicher Schritt zur Realisierung des 380-kV-Rings – dem Rückgrat der Stromversorgung in Österreich – und das derzeit zentrale Masterplanprojekt der APG.</p> <p>Die Netzknotten 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.</p> <p>Aus energiewirtschaftlicher Sicht werden über die Salzburgleitung die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen Windenergiestandorten sowie Verbraucherzentren verbunden.</p> <p>Durch die Einbindung von 380/110-kV-Umspannwerken, um vor dem Hintergrund der energiewirtschaftlichen Entwicklungen weiterhin eine (n-1)-sichere Anbindung von Verteilernetzen in Oberösterreich und Salzburg zu gewährleisten, wird mit der Salzburgleitung die regionale Versorgungssicherheit verbessert und ein leistungsfähiger Zugang für Verbraucher und Kraftwerke im Verteilernetz zum europäischen Strommarkt ermöglicht.</p> <p>Aus netzbetrieblicher Sicht ist die Anbindung der Speicherkraftwerke zur Netzregelung sowie zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie (Beispiel Windkraft) und für die Netzaufbau- und Wiederversorgungskonzepte im Falle von großen Netzstörungen von immanenter Bedeutung.</p>		

Projektbeschreibung und technische Daten

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

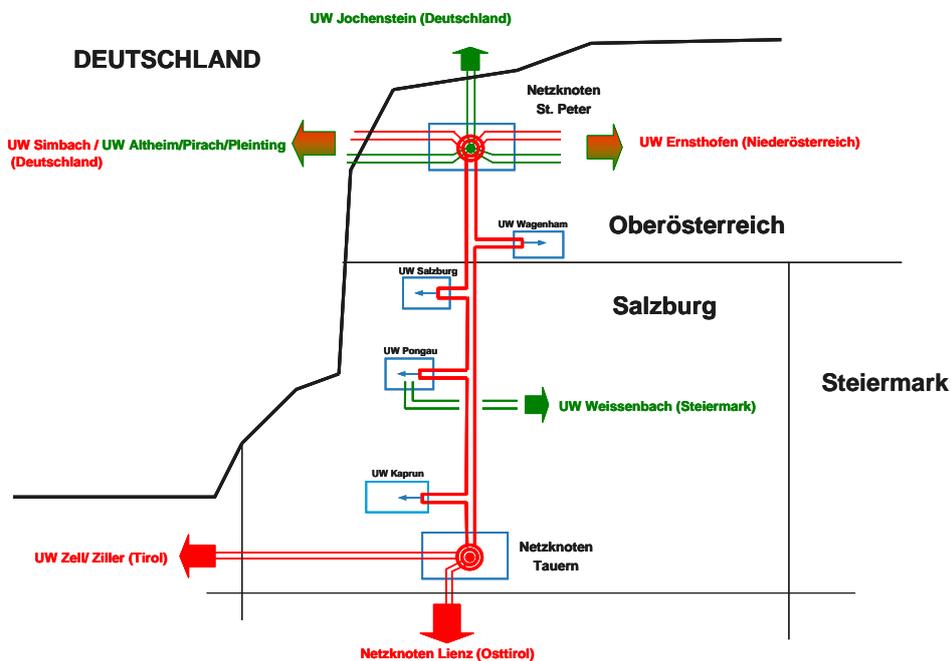
- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Energie AG
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Großraum Salzburg
- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz 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
- Leitungskoordination: 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 (Leitungskoordinationsvertrag) 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 Netzknotten St. Peter - Netzknotten Tauern:



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- (n-1)-sicherer Transport der Leistungsflüsse infolge zukünftiger regenerativer Erzeugungsanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich und Entwicklungen des ausländischen 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 diese wertvollen Wasserkraftpotentiale nicht erschlossen sowie die im Ausbau befindlichen Winderzeuger nicht in das Netz integriert werden.
- Durch die höhere Spannung und Kapazität können die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert bzw. deutlich höhere Transportmengen ermöglicht werden.

Weitere Statusdetails

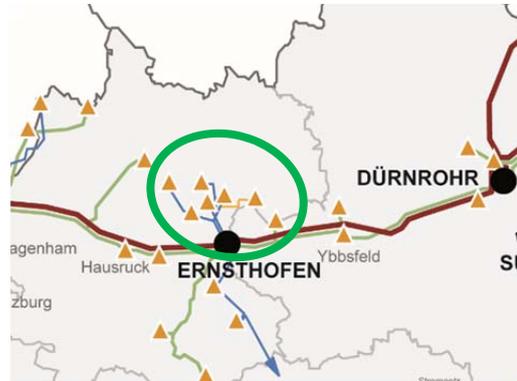
- APG-Masterplan 2020 (Projekt 1)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekte 215/216); TYNDP 2012 (Projekt 47.26.216)
- TEN-E Projekt (Projekte E217/6 und E256/09)
- Leitungs koordinierungsvertrag mit Salzburg Netz GmbH im Mai 2012 abgeschlossen
- Die Einreichung der UVE erfolgte im September 2012. Unter der Annahme, dass das UVP-Verfahren innerhalb der gesetzlich vorgesehenen Fristen abgewickelt werden kann, könnte ein Baubeginn bereits 2015 erfolgen. Somit ergibt sich eine Inbetriebnahme im Jahr 2017. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit UVP-Verfahren derartiger Größe und komplexer Projekte und unter Zugrundelegung der realen Verfahrensdauer (z.B. Steiermarkleitung 38 Monate), welche doch weit über die gesetzlichen Fristen hinausgeht, wird der Baubeginn jedoch mit 2016 in der Planung berücksichtigt, was eine Inbetriebnahme 2019 zur Folge hat. Aufgrund der Dringlichkeit der Salzburgleitung ist die APG jedenfalls bestrebt, das Projekt mit allen ihr zur Verfügung stehenden Mitteln schnellstmöglich umzusetzen.
- 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).
- Im Vergleich zum „NEP 2011“ ist der „Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun – NK Tauern“ (Nr. 12-1) als eigenständiges Projekt dargestellt, da die Verbund Hydro Power AG (VHP) nunmehr die Erneuerung/Hochrüstung der 3. und 4. Maschine des Kraftwerkes Kaprun Hauptstufe plant (Erhöhung der Maschinenleistung von 60 MVA auf 100 MVA) und diesbezüglich bei APG um Netzanschluss angesucht hat. Dies erlaubt die zeitnahe Hochrüstung des Kraftwerkes unter Berücksichtigung der weiteren geplanten Netzausbauschritte der 380-kV-Salzburgleitung im Sinne eines nachhaltigen Gesamtkonzeptes.
- 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.*

4.3.11 Zentralraum Oberösterreich

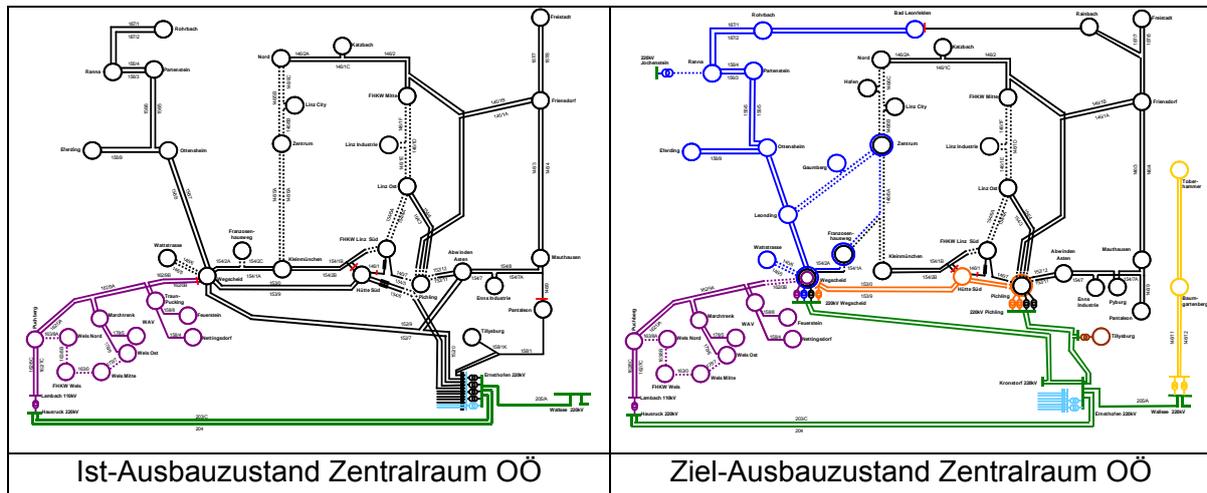
Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2017/2020

Auslöser und technische Notwendigkeit

- Erreichen der Übertragungsgrenzen der 110-kV-Anspeiseleitungen des Zentralraumes Oberösterreich bzw. der (n-1)-Grenzen der bestehenden 220/110-kV-Regelhauptspanner 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 EVN)



Projektbeschreibung und technische Daten



Das Ausbaukonzept bezieht sich auf die zwischen den Projektpartnern Austrian Power Grid AG, Energie AG Oberösterreich Netz GmbH und Linz Strom Netz GmbH 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 UW Wegscheid; d.h. Ersatzneubau der derzeitigen 110-kV-Anspeiseleitungen (drei Trassen) durch zwei neue 220-kV-Leitungen vom UW Ernthofen bis Mast 46 (Richtung Pichling) und 220/110-kV-Ausbau UW Pichling sowie von Ernthofen Richtung Wegscheid und 220/110-kV-Ausbau im UW Wegscheid.

- 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*13 km (Nutzung bestehender Leitungstrassen)

Übertragungsleistung: Erhöhung der Anspeisekapazität auf 4*800 MVA

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 Ernthofen; 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 (2014) werden neue Leistungsreserven für die Anspeisung und zusätzliche Optionen für die 110-kV-Teilnetzbildung geschaffen.

Weitere Statusdetails

- Projekt dzt. in Abstimmung zwischen den Netzbetreibern
- Planungsaktivitäten als Vorprojekt bei APG
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.12 Reschenpassleitung

Projektnummer: 11-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: UW / Leitungen	GepI. IBN: 2020

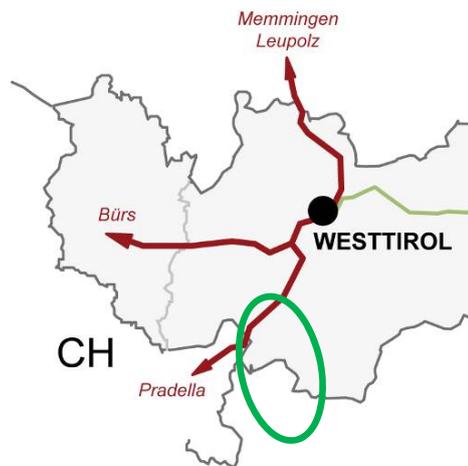
Auslöser und technische Notwendigkeit

Die zunehmende Wasserkrafterzeugung in der westlichen Alpenregion Österreichs (vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke), der angestrebte weitere Ausbau der Windenergie im Norden Europas und die zukünftige starke Importtendenz Italiens (Ergebnisse umfangreicher Marktanalysen, TYNDP) deuten darauf hin, dass es mittelfristig zu Engpässen auf den bestehenden Leitungen nach Italien kommen wird. Die derzeit bestehende Verbindungsleitung zwischen Österreich (Lienz) und Italien (Soverzene) stammt aus dem Jahr 1952 und hat eine thermische Grenzleistung von 286 MVA. Durch eine neue Verbindung im Raum Nauders nach Premadio bzw. Milano (Lombardia Region) könnte eine Möglichkeit für eine leistungsfähige, den zukünftigen Erfordernissen hinsichtlich Ausbau erneuerbarer Energien und Integration des europäischen Marktes entsprechende Verbindung nach Italien geschaffen werden.

Projektbeschreibung und technische Daten

Die Planungsüberlegungen auf österreichischer Seite umfassen eine 1-systemige Verbindungsleitung im Raum Nauders zur österreichisch-italienischen Grenze (Reschenpass). Anknüpfungspunkt (Umspannwerk) dieser Leitung wäre die bestehende 380-kV-Leitung Westtirol-Pradella.

Neben der geringen erforderlichen neuen Trassenlänge in Österreich aufgrund der unmittelbaren Nähe zur Staatsgrenze ermöglicht dieses Projekt zusätzlich eine Netzabstützung des Verteilernetzes der TIWAG-Netz AG. 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 Märkte, weil die zusätzliche Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien den grenzüberschreitenden Handel fördert und so die Märkte in beiden Ländern gestärkt werden.

Darüber hinaus besteht in diesem Projekt das Potential zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im lokalen Verteilernetz durch eine zusätzliche Abstützung.

Weitere Statusdetails

- ENTSO-E TYNDP 2010 (siehe TYNDP S. 227); TYNDP 2012 (Projekt 26.A102)
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.13 380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze (Veneto Region/IT)

Projektnummer: 11-13	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: >2022

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die derzeit bestehende einzige 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

Ersatzneubau der bestehenden 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze als 1-systemige 380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze auf optimierter Trasse:

- Spannung: 380 kV
- Leitungslänge in AT (UW Lienz - Staatsgrenze): ca. 35 km
- Einfachleitung

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei. Weiters hat er positive Effekte auf die verbundenen Märkte, weil die zusätzliche Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien den grenzüberschreitenden Handel fördert und so die Märkte in beiden Ländern gestärkt werden.

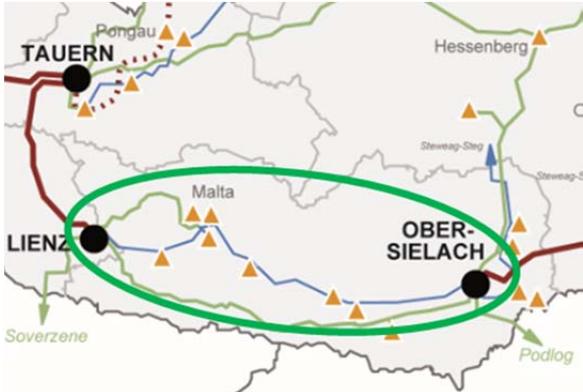
Derzeit muss der sichere Netzbetrieb in diesem Raum zeitweise mittels EPM-Maßnahmen aufrechterhalten werden, um den Betrieb der bestehenden Kuppelleitung zu ermöglichen. Eine Verstärkung der Netzkapazität im Sinne dieses Projektes deckt sich daher sowohl mit dem netzbetrieblichen wie auch dem marktseitigen Bedarf.

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

Weitere Statusdetails

- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 63); TYNDP 2012 (Projekt 26.63)
- TEN-E Projekt (Projekt E136/01)
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.14 Netzraum Kärnten

Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepf. IBN: >2022
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der geplante Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken zur sinnvollen Interaktion mit der Windkraft in Österreich und Europa und eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes der KELAG Netz GmbH, sowie die geplante Netzeinbindung des GDK Klagenfurt erfordern eine Verstärkung des Übertragungsnetzes im Raum Kärnten.</p>		
		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Abhängig vom Umfang der neuen Projekte werden unterschiedliche Möglichkeiten und Varianten betreffend die Netzentwicklung des Raumes Kärnten untersucht.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Mit der Verstärkung des Netzraumes Kärnten kann der 380-kV-Ring in Österreich vollendet werden und es kommen alle damit verbundenen Vorteile zum Tragen. Die österreichische und Kärntner Versorgungssicherheit kann somit langfristig gewährleistet werden. Der Netzanschluss von geplanten Kraftwerksprojekten in Kärnten wird ermöglicht.</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Masterplan 2020 (Projekt 4) • ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 218); TYNDP 2012 (Projekt 26.47.218) • <i>Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt</i> 		

4.3.15 UW Südburgenland: 2x200-MVA-Umspanner BEWAG Netz

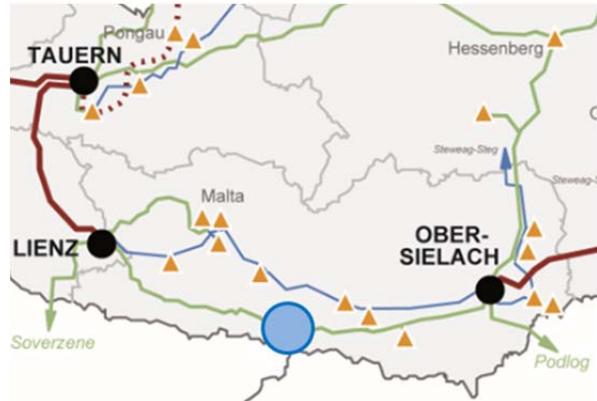
Projektnummer: 11-15	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2012
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Zurzeit ist ein 300 MVA (380/110 kV) Regelhauptumspanner im UW Südburgenland/Rotenturm eingesetzt. Zur Gewährleistung der erforderlichen (n-1)-Versorgungssicherheit im Südburgenland ist die Errichtung eines zweiten Regelhauptumspanners im Umspannwerk Südburgenland/Rotenturm notwendig.</p> <p>Erst nach Inbetriebnahme dieses zweiten Regelhauptumspanners im Umspannwerk Südburgenland/Rotenturm können die zum Gemeinschaftsprojekt 380-kV-Steiermarkleitung begleitenden Abtragungen von derzeit noch bestehenden 110-kV-Leitungen der BEWAG Netz GmbH erfolgen.</p>		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines 380/110-kV-200-MVA-Regelhauptumspanners sowie der zugehörigen 110-kV- und 380-kV-Abzweige • Tausch des vorhandenen 380/110-kV-300-MVA-Regelhauptumspanners auf einen 200-MVA-RHU durch APG • Abtragung von 110-kV-Leitungen der BEWAG Netz GmbH • Transformatoraten: <ul style="list-style-type: none"> Spannung: 380/110 kV Nennleistung: 200 MVA Regelbarkeit: Längs / Schräg +/- 60° Schaltgruppe 380/110 kV: YNyn0 uk: ca. 18% 		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Gewährleistung der (n-1)-Versorgungssicherheit im Südburgenland.</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der BEWAG Netz GmbH • <i>Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt</i> 		

4.3.16 UW Greuth: Einbindung Merchant Line ENECO VALCANALE

Projektnummer: 11-16	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/132 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2012

Auslöser und technische Notwendigkeit

Eneco Valcanale errichtet eine 132-kV-Verbindungsleitung als Merchant Line von Arnoldstein/Greuth nach Tarvis und hat dafür eine Ausnahme von der Verpflichtung gemäß Art. 6 Abs. 6 lit a und b VO erhalten. Für die circa 12 km lange Verbindungsleitung ist der Anschluss an die 220-kV-Leitung Obersielach-Lienz vorgesehen. In Arnoldstein/Greuth soll in einem neu zu errichtenden Umspannwerk die Umspannung von 220 kV auf 132 kV erfolgen.



Projektbeschreibung und technische Daten

Es ist vorgesehen die 132-kV-Leitung von Eneco Valcanale, die eine Verbindungsleitung gemäß Art. 7 EG-VO 1228/2003 darstellt, mit dem System 266 der 220-kV-Leitung Lienz-Obersielach, welche sich im Besitz der APG befindet, über eine einsystemige Einschleifung im UW Greuth (Arnoldstein) anzubinden. In diesem UW wird ein 220/132-kV-Phasenschieber-Transformator (Eigentum Eneco Valcanale) installiert, der es der APG ermöglichen wird, den Stromfluss über die gegenständliche Verbindungsleitung gezielt zu steuern bzw. zu regulieren.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei. Diese Verbindungsleitung garantiert weiterhin die Versorgungssicherheit des Kanaltales. Weiters hat sie positive Effekte auf die vor- und nachgelagerten Märkte, weil durch die Zurverfügungstellung zusätzlicher Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien der grenzüberschreitende Handel erleichtert wird und so die Märkte in beiden Ländern gestärkt werden. Da die gesamte Kapazität versteigert wird, kommt sie allen zugute und fördert gleichzeitig den Wettbewerb.

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung von Eneco Valcanale
- Für die Leitung liegen bereits sämtliche Genehmigungen vor: Bescheid der Europäischen Kommission, Bescheid der E-Control, Bescheid der AEEG (Ital. Regulator), Bescheid des Landes Kärnten und dessen Ämter
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

4.3.17 UW St. Andrä: 110/20-kV-Netzabstützung KELAG Netz

Projektnummer: 11-17	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2012/13
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Verstärkung der 110/20-kV-Umspannung im UW St. Andrä ausgelöst durch den Bau des ÖBB-Koralmtunnels. Darüber hinaus plant die VERBUND Thermal Power GmbH & CoKG die Auflassung des Kraftwerksstandortes St. Andrä. Seitens APG sind Maßnahmen zur Sicherstellung des APG-Standortes und der dortigen Netzabstützung des Verteilernetzes der KELAG Netz GmbH (Netzraum Lavanttal) durchzuführen.</p>		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>KNG: Errichtung eines neuen 110/20-kV-Umspanners RU5 mit einer Scheinleistung von 32(40) MVA. Tausch des bestehenden Umspanners RU2 auf eine Scheinleistung von 32(40) MVA aus Gründen der erforderlichen Redundanz</p> <p>APG: Der Anschluss der beiden Umspanner erfolgt an die 110-kV-Sammelschiene der APG im UW St. Andrä.</p> <p>Zur Sicherstellung des APG-Standortes St. Andrä und der dortigen Netzabstützung des Verteilernetzes der KELAG Netz GmbH ist der Kauf der erforderlichen Grundstücke und die Herstellung bzw. Adaptierung der betriebsnotwendigen Infrastruktur und Anlagen vorgesehen. Insbesondere sind die sekundärtechnischen Einrichtungen aus dem Kraftwerksgebäude in ein separates, neu zu errichtendes Betriebsgebäude auszusiedeln.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Abdeckung der Erfordernisse der KELAG Netz GmbH zur Versorgung des Netzkunden ÖBB</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation von KELAG Netz GmbH • Die IBN erfolgt zweigeteilt: Netzabstützung für KELAG Netz GmbH 2012, Fertigstellung des Betriebsgebäudes 2013 • <i>Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt</i> 		

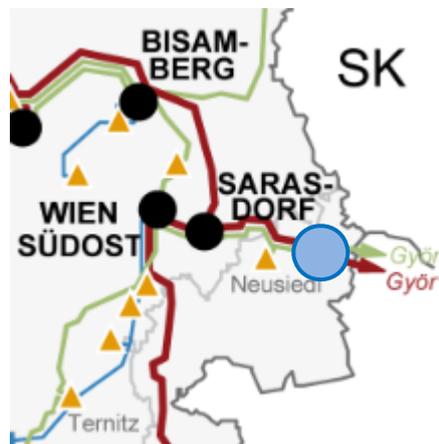


4.3.18 UW Zurndorf: 380/110-kV-Netzabstützung BEWAG Netz

Projektnummer: 11-18	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: <ul style="list-style-type: none"> • 300 MVA: Umsetzungsprojekt • 600 MVA: Umsetzungsprojekt • 900 MVA: Vorprojekt*
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepf. IBN: <ul style="list-style-type: none"> • 300 MVA: 2012 • 600 MVA: 2012 • 900 MVA: ab 2014*

Auslöser und technische Notwendigkeit

Im Burgenland wird derzeit Ökoenergie mit einer Gesamtleistung von rund 400 MW in das Netz von BEWAG Netz GmbH eingespeist. Aufgrund der besonderen Wind-Gunstlage des Burgenlands und einer Novelle des Ökostromgesetzes gibt es neuerlich eine Vielzahl von Netzanschlussbegehren an das Netz von BEWAG Netz GmbH. Zwischen den Betreibern der Windenergieprojekte und der BEWAG Netz GmbH wurden bereits Netzzugangsverträge über zusätzliche rund 600 MW Windenergie abgeschlossen. Die Realisierung dieser Windenergieprojekte ist im Zeitraum von 2011 bis 2015 geplant.



Zur Aufnahme der künftig erzeugten Windenergie sind umfangreiche Erweiterungen bzw. Verstärkungen im Netz von BEWAG Netz GmbH erforderlich. Da in Schwachlastzeiten der überwiegende Teil der Einspeiseleistung in das übergeordnete 220-kV- bzw. 380-kV-Netz der APG AG eingespeist wird, ist die Errichtung und der Betrieb einer zusätzlichen Verknüpfung zwischen dem Netz von BEWAG Netz GmbH und dem Netz der APG AG im Bereich Zurndorf erforderlich (UW Zurndorf).

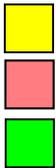
Die leistungsmäßige Anbindung der Windkrafteinspeiser mittels 380/110-kV-Transformatoren erfolgt gemäß den Vereinbarungen zwischen den Partnern, wobei die (n-1)-Sicherheit der Umspannung von BEWAG Netz GmbH nicht gefordert wird.

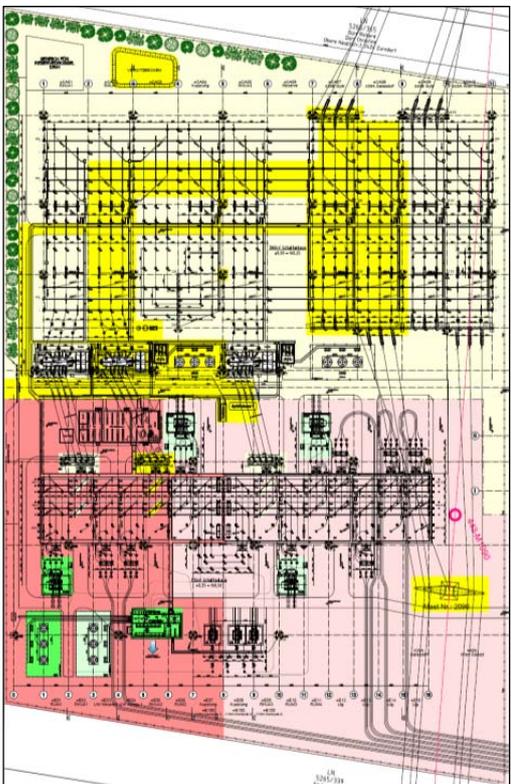
Projektbeschreibung und technische Daten

Über diese Umspannstation in Zurndorf erfolgt die Ankopplung an das österreichische Übertragungsnetz der APG AG über eine Freiluftschaltanlage, die im Endausbau folgende Zwecke erfüllt:

- Einschleifung der 380-kV-Doppelleitung Wien SO (- Sarasdorf) - Staatsgrenze(Győr)
- Aufnahme von Transformatoren zur Leistungsregulierung und Umspannung von 380 kV auf 110 kV, Aufnahme von Transformatoren zur Umspannung von 110 kV auf 30 kV sowie einer 30-kV-Anlage zur Einbindung der 30-kV-Kabelleitungen zu den Windparks

- Einbindung einer 110-kV-Leitung Zurndorf - Neusiedl über ein Kabelleitungsabgangsfeld
- Einbindung einer 110-kV-Doppelleitung Zurndorf - Andau über Kabelleitungsabgangsfelder
- Einbindung einer 110-kV-Leitung Zurndorf - Parndorf über ein Kabelleitungsabgangsfeld

Ausbau- stufe	Plan	Anzahl von RHU(s)	Anschluss- bzw. Übertragungsleistung
1		1	300 MVA
2		2	600 MVA
3*		3	900 MVA



- Eigentumsverhältnisse:
 - APG AG: 380-kV-Leitungseinbindungen, 380-kV-Schaltanlage, Transformation 380 kV auf 110 kV
 - BEWAG Netz GmbH: 110-kV-Leitungseinbindungen, 110-kV-Schaltanlage
 - Windparkbetreiber: 30-kV-Leitungseinbindungen, 30-kV-Schaltanlage, Transformation 110 kV auf 30 kV

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Gewährleistung des Abtransportes der geplanten Windenergie im Burgenland.

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der BEWAG NETZ GmbH
- Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt

* Die 3. Ausbaustufe ist im Projekt 12-3 beschrieben.

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

Projektnummer: 11-19	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Herstellung eines neuen Netzanschlusses für die Netzeinbindung des ÖBB-Projektes Kraftwerk Tauernmoos (Pumpspeicherkraftwerk und voll-statischer Umrichter 16,7/50 Hz)</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>380-kV-Netzeinbindung (Anschluss auf der Netzebene 1) 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 mit Einfachsammlerschiene (2 Übertragungsleitungsabzweige / 1 Transformatorabzweig inkl. Übergabemessung) an das Übertragungsnetz der APG angeschlossen wird.</p> <p>Die Anbindung an das Übertragungsnetz der APG ist mittels einsystemiger Einschleifung der 380-kV-Leitung Tauern – Zell/Ziller (Sys.Nr. 417) geplant.</p> <p>110-kV-seitig wird der 380/110-kV-Transformator über eine 110-kV-Schaltanlage an die neu zu verlegenden 110-kV-Erdkabel Richtung ÖBB-Kraftwerk Tauernmoos (bzw. statisches Umrichterwerk 16,7/50Hz) angeschlossen.</p> <p>Die Eigentumsgrenze APG-ÖBB befindet sich beim 110-kV-Transformatorabzweig, wobei dieser Abzweig noch im Eigentum von APG stehen wird.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 ist sowohl aus ÖBB Sicht wie auch im Kontext mit der Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa energiewirtschaftlich sinnvoll. <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch ÖBB-Infrastruktur AG • Der UVP Bescheid wurde erteilt • <i>Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt</i> 		



4.3.20 UW Malta Hauptstufe: Einbindung KW Reißbeck II

Projektnummer: 11-20	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2014

Auslöser und technische Notwendigkeit

Ausbau der Wasserkrafterzeugung - Neubau Pumpspeicherkraftwerk (PSW) Reißbeck II:

Die Kraftwerke Malta und Reißbeck/Kreuzeck verfügen heute über eine Kapazität von 1029 MW. Mit dem Projekt PSW Reißbeck II mit 2 zusätzlichen Pumpturbinen zu je 215 MW kommt es zu einer Erweiterung bzw. Verbindung der hydraulischen Systeme, wodurch die bestehenden Ressourcen besser genutzt werden können. Der Speicher Großer Mühldorfer See wird dem Kraftwerk als Oberbecken dienen. Von dort führt ein neu zu errichtender Triebwasserweg in das neue Kraftwerk, welches als Kaverne (Länge 58 m, Breite 25 m, Höhe 43 m) 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.

Das Kraftwerk Reißbeck II der VERBUND Hydro Power AG speist unmittelbar in die 220-kV-Schaltanlage des UW Malta Hauptstufe und damit in das Übertragungsnetz der APG ein.

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 Mühldorfer Graben (Kraftstation Burgstall) bis zum rund 3,5 km entfernten Umspannwerk Malta Hauptstufe der APG wird ein unterirdisches Höchstspannungs-Energiekabelsystem durch den Netzanschlusswerber errichtet.

Kenngrößen des PSKW Reißbeck II:

- Engpassleistung Turbinenbetrieb: 430 MW
- Maschinensatz-Nennleistung Turbinen- /Pumpbetrieb: 2 x 215 MW

- | | |
|--|--------------------------|
| • Nenn-Scheinleistung Generator/Motor: | 2 x 240 MVA |
| • Ausbauwassermenge Turbinenbetrieb: | 80 m ³ /s |
| • Ausbauwassermenge Pumpbetrieb: | bis 70 m ³ /s |
| • Mittlere Rohfallhöhe: | 595 m |

Wesentliches Merkmal der Neuanlage ist die „betriebliche Doppelfunktion“. Einerseits sind die Vorteile der schnell verfügbaren und gut regelbaren Energieabgabe eines Speicherkraftwerkes im Turbinenbetrieb gegeben. In diesem Fall wird das Triebwasser vom Oberbecken (Speicher Großer Mühldorfer See) über die Kraftwerksanlage abgearbeitet und in die Unterbecken (Speicher Gößkar und Galgenbichl) oder aber auch weiter zur bestehenden Kraftstation Rottau geleitet. Andererseits ist in Zeiten geringeren Energiebedarfs eine „Rückverlagerung“ des Triebwassers möglich. In dieser Betriebsart (Pumpbetrieb), wird das Wasser von den tiefer gelegenen Unterbecken in das höher gelegene Oberbecken gepumpt. Befindet sich das bestehende Kraftwerk Malta Hauptstufe zeitgleich im Pumpbetrieb, so wird diese Pumpwassermenge über das PSKW Reißeck II ebenfalls in das Oberbecken Großer Mühldorfer See verlagert. Durch den Pumpbetrieb kann die Anlage kurzfristig und zeitlich unabhängig vom natürlichen Zufluss des Speicher Großer Mühldorfer See wiederum zur Energiebereitstellung in Spitzenverbrauchszeiten vorbereitet werden und zweckentsprechend den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes nachkommen.

Installierte Leistung: 430 MW

Kraftwerks-Scheinleistung ($\cos\phi = 0,9$): 480 MVA

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Zweck des Vorhabens ist es, den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes zukunftsorientiert nachzukommen. Neben der Deckung des jährlich in Österreich um 2-3% 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, wie z.B. Windkraftwerke gegeben, andererseits erfordern ausgeprägte Lastprofile des Verbrauchs eine erhöhte Flexibilisierung leistungsstarker konventioneller Erzeugungseinheiten.

Insbesondere die verstärkte Nutzung der Windenergie in Europa und in zunehmendem Maße auch in Österreich, erfordert Kraftwerke welche die Erzeugungsschwankungen derartiger Anlagen kompensieren. Die Einspeisecharakteristik dieser Anlagen ist durch eine systembedingt höhere Volatilität gekennzeichnet und verursacht einen Mehrbedarf an Ausgleichsenergie konventioneller Kraftwerke.

Das Erweiterungsprojekt Reißeck II erfüllt genau die Anforderung nach zusätzlichen regulativen Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise erhöhter Ausgleichsenergiebereitstellung infolge geänderter Erzeugungsformen und ausgeprägter Lastprofile des Verbrauchs. Durch den individuellen Einsatz entweder im Pumpbetrieb (Energieaufnahme) oder im Turbinenbetrieb (Stromproduktion), ist das Kraftwerk in der Lage stabilisierend zu wirken und leistet somit einen wesentlichen Betrag zur Stromversorgungssicherheit. So wird in Zeiten geringe-

rer Nachfrage Wasser aus den Speichern Gößkar und Galgenbichl bzw. aus den Triebwasserweg des Kraftwerkes Malta Hauptstufe in den Speicher Großer Mühldorfer See gepumpt, welches bei größerem Energiebedarf wieder zur Stromproduktion zur Verfügung steht. Das Pumpspeicherkraftwerk Reißbeck II ist für eine Engpasseleistung von 430 MW im Turbinenbetrieb konzipiert und kann in dieser Betriebsart rund 215.000 Haushalte mit Spitzenstrom versorgen. Die jährliche Einsatzdauer beträgt rund 3.500 Stunden im Turbinenbetrieb und rund 3.800 Stunden im Pumpbetrieb.

Vorteilhaft ist insbesondere, dass mit dem Vorhaben Reißbeck II wesentliche Anlagen des bestehenden Kraftwerksstandortes mit verwendet sowie effizienter genutzt werden können (Speicher, Triebwasserweg, Infrastruktur) und mit den Neuanlagen eine weitere Effizienzsteigerung des gesamten Kraftwerksstandortes erreicht wird.

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:

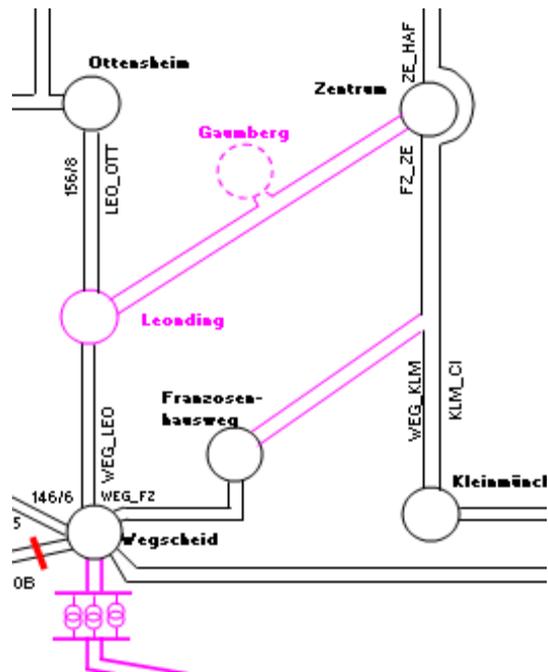
- Wesentlicher Beitrag zur Stromversorgungssicherheit durch flexible Einsatzweise (Stromproduktion oder Energieaufnahme)
- Sichere Strombedarfsdeckung in Spitzenverbrauchszeiten und Bereitstellung von Ausgleichsenergie
- Steigerung der Effizienz bestehender Wasserkraftanlagen und Ausbau bestehender Kraftwerksstandorte

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch VERBUND Hydro Power AG
- Mit der APG besteht Einvernehmen über den Netzzutritt. Mit der APG wurden ein Errichtungsvertrag und ein Netzzugangsvertrag für den Netzanschluss und die Inanspruchnahme des Übertragungsnetzes durch das Pumpspeicherkraftwerk Reißbeck II abgeschlossen
- Weiterer Zeitplan: Die Errichtung des Kraftwerkes wurde bereits gestartet. Die Errichtung der Anlagenteile zur Netzeinbindung des KW Reißbeck II erfolgt durch VERBUND Hydro Power AG, weshalb sich der Umsetzungszeitraum für APG auf das Jahr 2014 beschränkt, in welchem der Anschluss an die APG Anlagenteile und die Inbetriebnahme geplant ist
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*

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

Projektnummer: 11-21	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2015
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erreichen der thermischen Übertragungskapazität der 110-kV-Anspeiseleitungen Ernsthofen – Hütte in den Zentralraum OÖ • 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 Dörnbach – Thürnau - Straßham 		
		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die Einbindung des Umspannwerkes Leonding erfolgt in das bestehende 110-kV-Netz durch Auftrennung der 110-kV-Systeme 156/7 und 156/8 und Einführung in die 110-kV-Schaltanlage des UW Leonding.</p> <p>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.</p> <p><u>110-kV-Schaltanlage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> SF6 Schaltanlage in Doppelschienenbauweise mit Querkupplung 6 Kabelfelder (+ 2 Platzreserve) 2 Trafofelder (+ 1 Platzreserve) 1 Kupplung/Messung <p><u>Trafo</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 2 Stück 110/10-kV-Umspanner mit einer Nennleistung je 20 MVA <p><u>10-kV-Schaltanlage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Gekapselte Innenraumschaltanlage in Doppelsammelschienenausführung 10 Kabelabzweige (+ 5 Platzreserve) 2 Umspannerabzweige (+ 1 Platzreserve) 1 Querkupplung 1 Messzelle für beide Sammelschienen 		



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit
- Verbesserung des Netzbetriebes
- Reduktion der Netzverluste
- 1. 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*
- Für die Umsetzung wurde durch den Partner eine Verschiebung um ein Jahr angesucht

4.3.22 UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung EAG Netz

Projektnummer: 11-22	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014

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 2014 angegeben, und unterstreicht den 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 Energie AG Oberösterreich Netz GmbH (EAG Netz) geplant.

- Netzkupplung 220/110-kV (APG)
Umspannleistung: 2 x 200 MVA (Endausbau)
- 110-kV-Erdkabelleitung von Jochenstein nach Ranna (EAG Netz)
Kabellänge: 4,8 km
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 für das 110-kV-Verteilernetz.

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der EAG Netz
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*
- Für die Umsetzung wurde durch den Partner eine Verschiebung um ein Jahr angesucht

4.3.23 UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KELAG Netz

Projektnummer: 11-23	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2015
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p>		
		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>220/110-kV-Netzabstützung ist als zweisystemige Einschleifung in die bestehende 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach geplant, wobei die Umspannung mittels zwei Regelhauptumspannern mit einer Scheinleistung von je 300 MVA erfolgen soll.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Einerseits werden damit die Erfordernisse zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit sowohl im 110-kV-Ostnetz als auch –Westnetz unter Bedachtnahme auf die prognostizierten Laststeigerungen von rd. 2%/a und die 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.</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation seitens KELAG Netz GmbH • Die positiven Bescheide zur elektrizitätsrechtlichen Bewilligung seitens des Amtes der Kärntner Landesregierung für die 110-kV-Anlagen und des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend für die 220-kV-Anlagen liegen vor. • Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt • Für die Umsetzung wurde durch den Partner eine Verschiebung um ein Jahr angesucht 		

4.3.24 UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger

Projektnummer: 11-24	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2016
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Herstellung eines Netzanschlusses für die Einbindung eines Pumpspeicherkraftwerkes (PSKW) in das Übertragungsnetz der APG.</p> <p>Das PSKW Energiespeicher Bernegger weist folgende vorläufige Kenngrößen auf:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Das UW Molln wird als zweisystemige Einschleifung mit Längstrennung in die 220-kV-Leitung Ernstshofen - Pyhrn/Weissenbach (Sys.Nr. 201B/202) nach den Planungsgrundsätzen der APG projektiert.</p> <p>Die primärtechnische Ausführung des UW Molln ist als Freiluftanlage vorgesehen, wobei folgende Anlagenteile geplant sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4 220-kV-Leitungszuspannungen zur Anlage und Einbindungsmaste • 2 Sammelschienen • 1 Hilfsschiene • 4 220-kV-Leitungsschaltfelder für die Einschleifung beider Leitungssysteme • 2 220-kV-Blockschaltfelder für PSKW Energiespeicher Bernegger • 1 hilfsschienerfähige Querkupplung mit Längstrennung • Betriebsgebäude mit Brandschutzanlage • Nebenanlagen/Infrastrukturen/Eigenbedarf für das 220-kV-UW Molln • Löschwasservolumen im notwendigen Ausmaß. • Einzäunung des UW Molln und Einfahrtstor • Zufahrt zum Umspannwerk 		



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 jährlich in Österreich um 2 - 3% 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, wie z.B. Windkraftwerke gegeben, andererseits erfordern ausgeprägte Lastprofile des Verbrauchs eine erhöhte Flexibilisierung leistungsstarker Erzeugungseinheiten.

Insbesondere die verstärkte Nutzung der Windenergie in Europa, und in zunehmendem Maße auch in Österreich, erfordert Kraftwerke und zugehörige Umspannwerke, welche die Erzeugungsschwankungen derartiger Anlagen kompensieren. Die Einspeisecharakteristik dieser Anlagen ist durch eine systembedingt höhere Volatilität gekennzeichnet und verursacht einen Mehrbedarf an Ausgleichsenergie.

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

Weitere 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
- Der Probetrieb für das PSKW ist für Ende 2016 geplant, die kommerzielle Inbetriebnahme ist für 2017 geplant
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*
- Für die Umsetzung wurde durch den Partner eine Verschiebung um ein Jahr angesucht

4.3.25 UW Landschütz: 380/110-kV-Netzabstützung TIWAG Netz

Projektnummer: 11-25	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2015

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 ein zusätzlicher Einspeisepunkt aus der direkt vorbeiführenden 380-kV-Leitung Lienz – Tauern errichtet werden. Durch diesen zusätzlichen Einspeisepunkt kann die schon teilweise über 50 Jahre alte – streckenweise noch mit Holzportalmasten ausgeführte – 110-kV-Leitung 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-Umspannwerk 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. 70–100 MVA. Darüber hinaus ist auf Grund 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 Matri i.O., Landschütz – Gruben, im Bereich des bereits bestehenden 110/6-kV-Umspannwerkes UW Gruben, Einbindung des neuen Umspannwerkes 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 TIWAG-Netz AG. Die thermische Übertragungsfähigkeit des 380/110-kV-Umspanners im neuen Umspannwerk soll ca. 200 MVA betragen. Weiters ist die Aufstellung einer 110-kV-Erdschlusslöschspule seitens TIWAG-Netz AG vorgesehen.

- Leitungs(kabel)länge: einige 100 m
- Umspannerleistung: ca. 200 MVA

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 TIWAG-Netz AG
- Erstellung der Einreichunterlagen und Vorbereitung der Einreichung läuft
- *Wurde bereits im NEP 2011 genehmigt*
- Der Name des Projektes wurde von „UW Gruben“ auf „UW Landschütz“ geändert
- Für die Umsetzung wurde durch den Partner eine Verschiebung um ein Jahr angesucht

4.4 Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte

4.4.1 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: 2015
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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 110kV- 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.</p>		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <p>Seitens VHP sind zur Effizienzsteigerung des Kraftwerks Kaprun-Hauptstufe folgende Maßnahmen vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erneuerung Generatoren G3 und G4 (inkl. Generatorableitungen Synchronisierleistungsschalter) • Ersatz Transformatoren U3 und U4 durch einen Dreiwicklungstransformator und Einbindung in die neue 380kV-SF6-Schaltanlage Kaprun der APG • Adaption 16-kV-Eigenbedarfsnetz 		



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

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

Zudem stellt das UW Kaprun eine zentrale Anspeisung des 110-kV-Netzes der Salzburg Netz GmbH dar und trägt mit der neuen Abstützung wesentlich zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Raum Pinzgau und Pongau bei.

Weitere Statusdetails

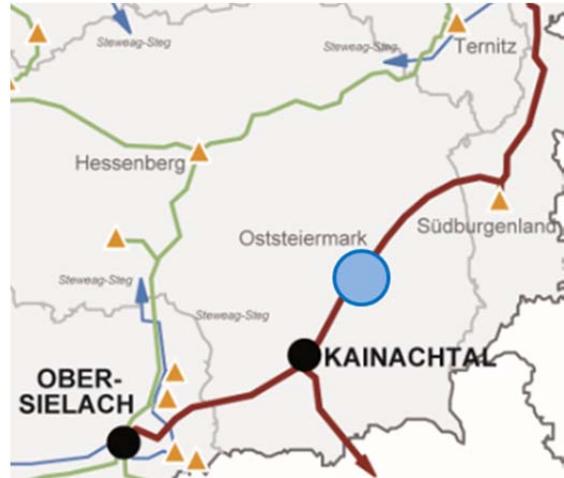
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch VERBUND Hydro Power AG

4.4.2 UW Oststeiermark: 2. 380/110-kV-Umspanner SNG

Projektnummer: 12-2	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2013

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 jedoch 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 dabei in konsequenter Weise der Ausbau der Umspannerkapazitäten in den 380/110-kV-Umspannwerken Kainachtal/Zwaring (siehe Projekt Nr. 12-8) und Oststeiermark/Wünschendorf erforderlich.

Projektbeschreibung und technische Daten

Der Projektumfang umfasst den Ausbau des zweiten 380/110-kV-Umspanners mit einer Nennleistung von 300 MVA, des zugehörigen 380-kV-Schaltfeldes, sowie die Errichtung einer 380-kV-Hilfsschiene. Dieser Ausbau war bereits bei der Neuerrichtung des UW Oststeiermark vorgesehen, wurde in den Planungsunterlagen und in der Folge auch bei den bereits erfolgten Ausbaumaßnahmen berücksichtigt.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit der Erweiterung des UW Oststeiermark durch den zweiten 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 Störungen durch Blitzeinschläge auf das jeweilige Teilnetz.

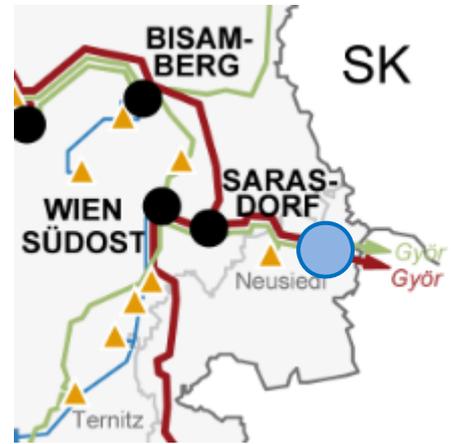
Mit dem Endausbau des UW Oststeiermark (und des UW Kainachtal (12-8)) ist die (n-1)-sichere Bedarfsdeckung im steirischen 110-kV-Netz unabhängig vom jeweiligen Kraftwerkseinsatz sichergestellt und entspricht mit der Inbetriebnahme den Planungs- und Betriebsanforderungen der „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR).

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der SNG
- Für das gegenständliche Projekt wurde die behördliche Genehmigung beantragt
- Die notwendigen Grundstücksflächen und deren Widmungen liegen vor die allgemeinen Sekundär- und Infrastruktureinrichtungen sind bereits vorhanden

4.4.3 UW Zurndorf: 3. 380/110-kV-Umspanner BEWAG Netz

Projektnummer: 12-3	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im Burgenland wird derzeit Ökoenergie mit einer Gesamtleistung von rund 400 MW in das Netz von BEWAG Netz GmbH eingespeist. Aufgrund der besonderen Wind-Gunstlage des Burgenlands und einer Novelle des Ökostromgesetzes gibt es neuerlich eine Vielzahl von Netzanschlussbegehren an das Netz von BEWAG Netz GmbH. Es werden Windkraftprojekte bis zu 900 MW erwartet. Die Realisierung dieser Windenergieprojekte ist im Zeitraum von 2011 bis 2015 geplant.</p> <p>Zur Aufnahme der künftig erzeugten Windenergie sind umfangreiche Erweiterungen bzw. Verstärkungen im Netz von BEWAG Netz GmbH erforderlich. Da in Schwachlastzeiten der überwiegende Teil der Einspeiseleistung in das übergeordnete 380-kV-Netz der APG AG eingespeist wird, ist die Errichtung und der Betrieb eines zusätzlichen Umspanners im UW Zurndorf erforderlich.</p> <p>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 BEWAG Netz GmbH nicht gefordert wird.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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. Eine detaillierte Projektbeschreibung des gesamten UW Zurndorf findet sich im Projekt 11-18.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Gewährleistung des Abtransportes der geplanten Windenergie im Burgenland.</p> <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der BEWAG NETZ GmbH 		



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

Projektnummer: 12-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014

Auslöser und technische Notwendigkeit

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

Zudem führen die in der Zwischenzeit entstandenen 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 ausgegelt werden kann.



Projektbeschreibung und technische Daten

Der Projektumfang umfasst den Umbau der bestehenden 220-kV-Schaltanlage im bestehenden UW Zeltweg (ehem. ÖDK Zeltweg) und den Ausbau der 220/110-kV-Umspannung durch APG und den Ausbau einer 110-kV-Anlage durch SNG. Im Erstausbau ist die Netzkupplung über einen 220/110-kV-Umspanners 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 den Ausbau der bestehenden 110-kV-Einfachleitung Baumkirchen - Zeltweg als 110-kV-Doppelleitung durch SNG.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit der Errichtung des UW Oberes Murtal/Zeltweg 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 NetZRückwirkungen in diesem Netzbereich minimiert. Es wird damit den hochvolatilen Last- und Erzeugungslastgängen durch die industrielle Energieverwendung

und die dezentrale Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen 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

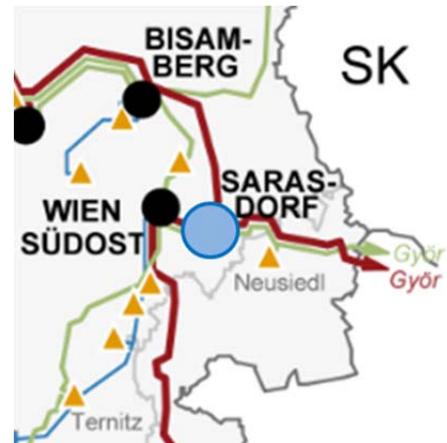
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der SNG
- Die notwendigen Grundstücksflächen stehen bereits im Eigentum der APG

4.4.5 UW Sarasdorf: 2. 380/110-kV-Umspanner EVN Netz und Anlagenerweiterung

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

Auslöser und technische Notwendigkeit

Derzeit sind rund 160 MW Windkraftleistung im Brucker Becken an das Verteilernetz der EVN Netz angeschlossen. Aufgrund der aktuellen Netzzutrittsanträge von Windparkerrichtern an EVN Netz ist ein massiver Anstieg der installierten Windkraftherzeugung auf bis zu 725 MW (Stand Mai 2012) zu erwarten, welcher die lokal verbrauchte Leistung um ein Vielfaches übersteigt. Zum Abtransport der überschüssigen Leistung und Einspeisung in das Übertragungsnetz der APG ist eine Erhöhung der Umspannerleistung im UW Sarasdorf notwendig.



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

In einem ersten Ausbauschnitt 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 und Beginn des Repowerings) 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 ist seitens APG darüber hinaus die Montage des 3. und 4. Systems auf die 380-kV-Vierfachleitung Wien Südost - Dürnrohr geplant, 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

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

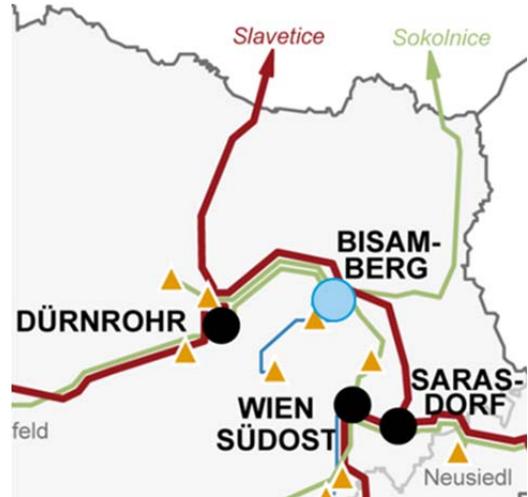
- Ermöglichung des Abtransportes von Windenergie aus dem Verteilernetz der EVN Netz in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von Erneuerbaren Energien
- Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbaumöglichkeiten 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 EVN Netz

4.4.6 UW Bisamberg: 3. 380/110-kV-Umspanner EVN Netz

Projektnummer: 12-6	Netzebene: 2	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>In den Jahren 2014 bis 2016 wird die Summenleistung der im Marchfeld/Weinviertel installierten Windkraftanlagen (WKA) eine Höhe von 600 bis 700 MW erreichen.</p> <p>Diese Einlieferleistung übersteigt die lokal verbrauchte Leistung um ein Vielfaches. Die überschüssige Leistung muss zum nächsten Verknüpfungspunkt mit dem Höchstspannungsnetz, dem Umspannwerk Bisamberg, transportiert werden und führt dort zu einer Erhöhung der Rücklieferleistung.</p> <p>Zu diesem Zweck muss die installierte Umspannerleistung gemäß der auftretenden Rücklieferleistung und unter Berücksichtigung des (n-1)-Sicherheitskriteriums durch Errichtung eines dritten Regelhauptumspanners erhöht werden.</p> <p>Die 220/110-kV-Vierfachleitung und 110-kV-Doppelleitung Eibesbrunn –Bisamberg werden bis Ende 2013 in Betrieb genommen und erhöhen die Transportkapazität Richtung Bisamberg.</p> <p>Werden die derzeit in Planung befindlichen WKA im 110-kV-Netzbereich Weinviertel/Marchfeld (gesamte WKA-Leistung in Bau/Betrieb/Planung beläuft sich mit Stand Mai 2012 auf 2,4 GW) und zusätzliche Fotovoltaikanlagen in Höhe mehrerer 100 MW im Zuge der Förderung regenerativer Energien realisiert, ist eine massive Verstärkung des 110-kV-Netzes der EVN Netz GmbH (Erhöhung der thermischen Übertragungskapazität mittels TAL-Seil, Leitungsneubau, neue Netzabstützungen zum Übertragungsnetz) erforderlich.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines 3. 380/110-kV-Umspanners mit einer Leistung von 300 MVA • Errichtung der zugehörigen Schaltfelder in der 380- und 110-kV-Anlage <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Erhöhung des Abtransportes von Windenergie aus dem Verteilernetz der EVN Netz in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien.</p> <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der EVN 		

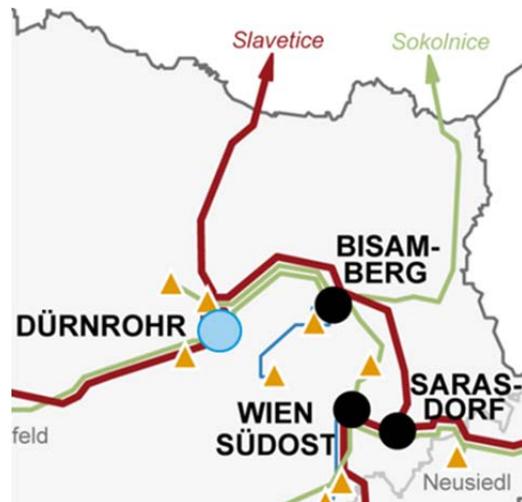


4.4.7 UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN

Projektnummer: 12-7	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2014

Auslöser und technische Notwendigkeit

Für das Waldviertel und das südwestliche Weinviertel liegen seitens EVN Netzzutrittsanfragen von Windparkinvestoren in Höhe von rd. 900 MW vor. Dieser geplante Erzeugungsausbau übersteigt die lokal verbrauchte Leistung um ein Vielfaches. Die überschüssige Leistung muss zum nächsten Verknüpfungspunkt mit dem Höchstspannungsnetz, dem Umspannwerk Dürnrohr, transportiert werden und führt dort zu einer Erhöhung der Rücklieferleistung. Die derzeitige maximal auftretende Rücklieferleistung, die aus den Kraftwerken Dürnrohr (EVN Block) und Theiß stammt, nutzt bereits jetzt die gesamte Leistung der beiden Hauptumspanner (200 und 300 MVA) aus.



Um nun Umspannerkapazität im UW Dürnrohr gesichert frei zu bekommen, soll das Kraftwerk Dürnrohr (EVN Block) direkt in die 380-kV-Ebene einspeisen. Somit wird es in einem ersten Schritt möglich, Windkraftenerzeugung bis zu 350 MW (das entspricht der Leistung des Kraftwerks Dürnrohr) in das 110-kV-Netz in der betrachteten Region aufzunehmen, nach Dürnrohr zu transportieren und über die frei werdende Umspannerkapazität in das Übertragungsnetz der APG rückzuspeisen. Übersteigt der angemeldete Windkraftausbau diese 350 MW, sind weitere Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich. Für diesen Fall wird u.a. die Errichtung eines weiteren 380/110-kV-Stützpunkts im Raum Eggenburg (siehe Kapitel 5 „Weitere Projekte in Planungsüberlegung“) geprüft.

Zum Transport der Windenergie aus dem Waldviertel nach Dürnrohr ist seitens EVN Netz GmbH 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).

Projektbeschreibung und technische Daten

- Für die Einbindung des KW Dürnrohrs in die 380-kV-Ebene ist die Montage des 2. Systems auf der 380-kV-Ltg. KW Dürnrohr – NK Dürnrohr notwendig. Diese Montage erfolgt aus Synergieeffekten bereits gemeinsam mit der Montage des 3. und 4. Systems der 380-kV-Leitung zwischen Dürnrohr und Sarasdorf und wurde gemeinsam mit diesem Projekt (11-6) im NEP 2011 genehmigt
- APG plant im Rahmen des Projekts 12-7 zusätzlich 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

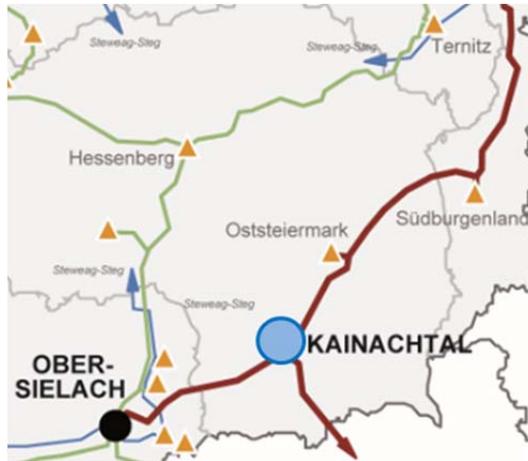
Ermöglichung des Abtransportes von Windenergie in Höhe von zusätzlich 350 MW aus dem Verteilernetz der EVN Netz in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von Erneuerbaren Energien.

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der EVN

4.4.8 UW Kainachtal: 4. 380/110-kV-Umspanner SNG

Projektnummer: 12-8	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2015
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>Die allgemeinen Laststeigerungen, speziell im Großraum Graz, sowie die Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit (Ringschlüsse, Verstärkungen und Neubauten) erfordern jedoch 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.</p> <p>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.</p> <p>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) erforderlich.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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.</p>		



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

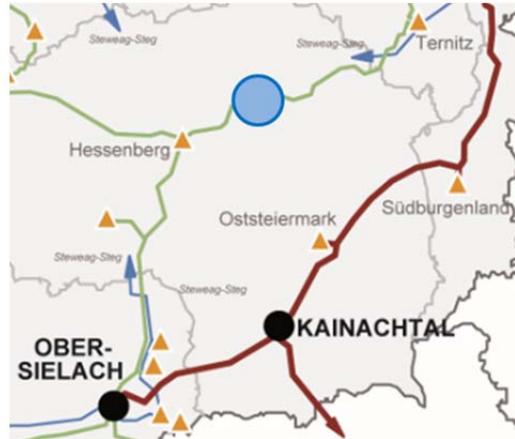
- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der SNG
- Die notwendigen Grundstücksflächen und deren Widmungen liegen vor und ebenso sind die allgemeinen Sekundär- und Infrastruktureinrichtungen bereits vorhanden

4.4.9 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: vorauss. >2017

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die Notwendigkeit zur Errichtung eines weiteren 220/110-kV-Übergabepunktes ergibt sich zum einem durch den steigenden Leistungsbedarf der Industriebetriebe im Mürztal, aber auch im Raum Bruck bis Gratkorn, verursacht vor allem durch die lokale Eisen- und Stahlindustrie in der Größenordnung von ca. 40 bis 60 MW in den nächsten Jahren.



Zum anderen ist die Erhöhung der Kurzschlussleistung im Mürztal und damit einhergehend eine Reduktion der Auswirkungen von Netzurückwirkungen in diesem Bereich dringend erforderlich.

Projektbeschreibung und technische Daten

Der Projektumfang umfasst die Einbindung der bestehenden 220-kV-Doppelleitung Hassenberg – Ternitz in die neue 220-kV-Anlage und im Erstausbau die Errichtung eines 220/110-kV-Umspanners mit der Baugröße von 220 MVA. Im Anlagenlayout ist hinsichtlich Platzreserven die Errichtung eines zweiten Umspanners vorgesehen.

Die Einbindung in das bestehende 110-kV-Netz erfolgt durch die Einschleifung des bestehend 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 Netzurückwirkungen führen und somit wesentlich zur Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen.

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

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der SNG
- Die notwendigen Grundstücksflächen stehen bereits im Eigentum von APG und SNG

4.4.10 (n-1) Optimierung Leitungen

Projektnummer: 12-10	Netzebene: 1+3	Projektstatus: Planungsüberlegungen / Vorprojekt / Umsetzungsprojekt
Spannungsebene(n): 110/220/380 kV	Art: Leitungen	Gepl. IBN: Diverse
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im Programm „(n-1) Optimierung Leitungen“ kommt es zu einer Adaptierung der bestehenden Leitungen für den jahresdurchgängigen 80°C-Betrieb unter Berücksichtigung von derzeitigen bzw. künftig erwarteten Leitungsbelastungen. Dies ist erforderlich, da die Sicherheitsabstände gemäß Errichtungsvorschriften (diese schreiben einzuhaltende Abstände der Leiterseile zu Objekten bei zumindest 40°C bzw. 60°C vor) teilweise nicht mehr ausreichen.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die Notwendigkeit von (n-1) Optimierung unter Bestandsbedingungen wird durch die in der APG eingerichtete 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, abschnittsweise Seiltausch bzw. Seilregulage, Masterhöhung etc.) umgesetzt.</p> <p>Ergänzend zur reinen Adaptierung einer Leitung für einen jahresdurchgängigen 80°C-Betrieb unter (n-1) Bedingungen kommt es auf bestimmten Leitungen in einem nachgelagerten Schritt zu Netzverstärkung durch Austausch kapazitätsbegrenzter Elemente unter Berücksichtigung der Bestandsbedingungen (Genehmigungen). Vorwiegend ist dies ein Seiltausch mit alternativen Seiltypen bzw. in Einzelfällen der Einsatz von Hochtemperaturseilen. Der Einsatz von Hochtemperaturbeseilung bedarf einer strategischen Abwägung mit anderen Varianten und unterliegt mehreren Aspekten und Randbedingungen (Leitungsbautechnische, netztechnische, schutztechnische, betriebliche, juristische Aspekte, etc.), jedes Projekt ist dabei gesondert zu beurteilen.</p> <p>Auf folgenden Leitungen sind Optimierungsmaßnahmen geplant, die 2013 starten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 220-kV-Ltg. Ernsthofen – Ybbsfeld IBN 2013 • 220-kV-Ltg. Lienz – Soverzene IBN 2013 • 220-kV-Ltg. Wien Südost – Bisamberg IBN 2013 • 220-kV-Ltg. Malta Hauptstufe – Lienz IBN 2013/2014 		

Zudem werden im Jahr 2013 Vorprojekte für die Optimierung folgender Leitungen in Angriff genommen; das Vorprojekt umfasst jeweils v.a. Vermessung und Ausarbeitung der nötigen Maßnahmen:

- 220-kV-Ltg. Ernsthofen – Weißenbach
- 220-kV-Ltg. Ybbsfeld – Bisamberg
- 220-kV-Ltg. Obersielach – Podlog
- 220-kV-Ltg. Lienz – Obersielach
- 220-kV-Ltg. Bisamberg – Sokolnice für Windintegration
- 220-kV-Ltg. St. Peter – Ernsthofen
- 110-kV-Ltg. Rosenau – Steyr Fischhub (wg. Windprojekte)
- 110-kV-Ltg. Lavamünd – Koralpe
- 110-kV-Ltg. Obersielach – Schwabeck/Lavamünd – Baumkirchen (wg. Windprojekte)

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 es ergibt sich wieder höchste Personen- und Anlagensicherheit.

Nach Adaptierung der jeweiligen Leitungen auf einen jahresdurchgängigen 80°C-Betrieb unter (n-1)-Bedingungen 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.

Weitere Statusdetails

Folgende Leitungen sind bereits für einen jahresdurchgängigen 80°C-Betrieb ertüchtigt:

- 220-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze (Simbach/Altheim)
- 220-kV-Leitung Salzburg – Tauern

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

Projektnummer: 12-11	Netzebene: 1, 3	Projektstatus: Planungsüberlegungen / Vorprojekt / Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110/220/380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: Diverse
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Abgestimmt mit dem Programm „(n-1) Optimierung Leitungen“ ist es auch im Bereich der Umspannwerke erforderlich Maßnahmen zu setzen. Die Notwendigkeit der Maßnahmen wird in der APG-Arbeitsgruppe Netzoptimierung festgestellt.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Im Bereich der Umspannwerke kommt es zum Austausch einzelner kapazitätsbegrenzender Betriebsmittel (z.B. Leitungstrenner, Leistungsschalter, Sammelschienen-Trenner, Wandler-tausch, etc.), sodass die leitungsseitig zur Verfügung stehende Kapazität Abzweig-seitig im vollen Umfang genutzt werden kann. Dies erfolgt zeitlich abgestimmt mit dem Programm „(n-1) Optimierung Leitungen“. Im Zusammenhang mit dem Einsatz von alternativen Seilty-pen bzw. Hochtemperaturseilen sind auch im Bereich der Umspannwerke Anpassungen erforderlich.</p> <p>Ein weiterer Bestandteil des Programms „(n-1) Optimierung Umspannwerke“ ist die Vorbe-reitung des Thermal Rating-Betriebs von Leitungssystemen. Mit „Thermal Rating“ kann un-ter Berücksichtigung der aktuell vorherrschenden Umgebungsbedingungen jener Stromwert ermittelt werden, der gewährleistet, dass die max. zulässige Seiltemperatur von 80°C ein-gehalten wird. Dadurch kann unter günstigen Witterungsbedingungen (v.a. bei kalter Luft-temperatur 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 (Scada) erforderlich.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Es wird eine effizientere Ausnutzung des bestehenden Hochspannungsnetzes ermöglicht. Mit Thermal Rating können bei günstigen Umgebungsbedingungen die (n-1)-Reserven im Netzbetrieb bedeutend erhöht und damit kostenintensives Engpassmanagement reduziert bzw. vermieden werden.</p> <p>Weitere Statusdetails</p> <p>In folgenden Umspannwerken sind Betriebsmitteltäusche in den angeführten Abzweigen geplant:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2012/2013: NK St. Peter (Abzweige 256 und 258) • 2013: NK Dürnrrohr (Abzweig 435A) 		

- Für 2014 sind Betriebsmitteltäusche in mehreren Abzweigen geplant (Detailausarbeitung ist noch nicht abgeschlossen).

Zu den bereits bestehenden Wetterstationen im UW Salzburg und NK Tauern kommen in den folgenden Jahren folgende Wetterstationen hinzu:

- 2012: NK St. Peter, UW Weißenbach, UW Ybbsfeld
- 2013: NK Ernsthofen, NK Lienz, UW Malta, NK Sarasdorf
- 2014: NK Bisamberg, UW Hessenberg, UW Zell/Ziller, NK Westtirol
- 2015: UW Ternitz, NK Obersielach

4.4.12 Optimierungsprogramm Transformatoren

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

Auslöser und technische Notwendigkeit

Transformatoren werden für eine Lebensdauer von ca. 50 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 Reservehaltung erworben:

Umspannwerk	Trafo	SpG	IBN	Leistungserhöhung	Begründung
Ernsthofen	RHU 4	220/110	2015	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 Lavantals genutzt. Gemäß aktuellen Netzanschlussanfragen von Windkraftbetreibern bei KELAG Netz GmbH 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 KELAG Netz GmbH (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 Austausch 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 WES und EVN Netz 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

Im Zuge der altersbedingten Erneuerung findet die Inbetriebnahme des 220/110-kV-Transformators RHU 2 im UW Lienz (120 MVA → 220 MVA) 2012 statt. Ebenso werden die Reparaturarbeiten des defekten 380/220-kV-Umspanners vom NK Tauern (600 MVA) 2012 beendet und dieser in die Reservehaltung übernommen.

4.4.13 110kV-Leitung Ernsthofen – Hessenberg: Ersatzneubau Mast 23-38

Projektnummer: 12-13	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Leitungen	Gepl. IBN: 2013

Auslöser und technische Notwendigkeit

Der Großraum Steyr, einer der wichtigsten Industriestandorte in Oberösterreich, sowie das Enns- und Kremstal werden derzeit 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 Energie AG Oberösterreich Netz GmbH 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 die im zweiten Ausbauschritt der Ersatzneubau des Abschnittes zwischen Mast Nr. 23 – Mast Nr. 38 vorgesehen. Analog zum ersten Ausbauschritt wird mit diesem Ersatzneubau eine Leistungsverstärkung dieses Leitungsabschnittes von derzeit 2 x 755 A auf 2 x 2150 A umgesetzt.

Spannungsebene: 110 kV

Leitungslänge: 4,1 km; Ersatzneubau auf bestehender Trasse

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Durch die schrittweise Realisierung des gemeinsam mit Energie AG Oberösterreich Netz 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

- Aktuell wird die behördliche Einreichung vorbereitet – die Einreichung ist im 3. Quartal 2012 vorgesehen

4.4.14 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.

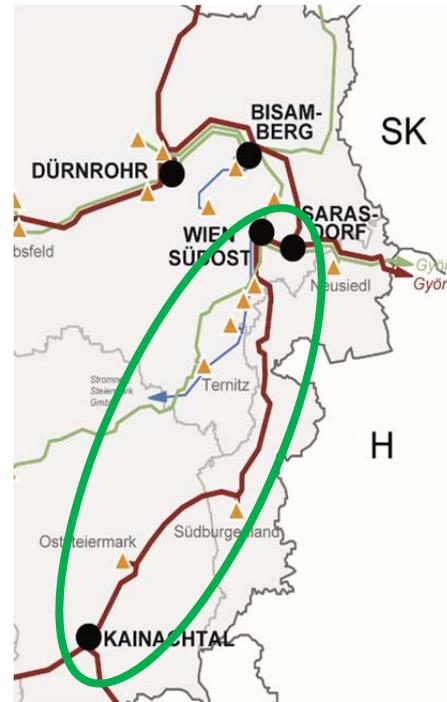
Die Abnahmebescheide der Steiermärkischen Landesregierung vom 12.02.2010, FA13A-43.10-1429/2003-2557 sowie der Burgenländischen Landesregierung vom 02.03.2010, Zl. 5-N-B3522/183-2010 schreiben Auflagen vor, welche im Rahmen des gegenständlichen Projektes umgesetzt werden müssen.

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 dargestellten 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

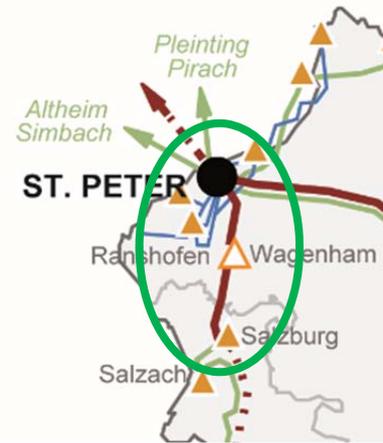
Bei den gegenständlichen Maßnahmen handelt es sich um behördliche Auflagen aus den Abnahmebescheiden der Steiermärkischen und der Burgenländischen Landesregierungen, welche für einen dauerhaften Betrieb der Leitung verpflichtend umzusetzen sind.

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

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

Projektnummer: 12-15	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV (vorerst 220-kV-Betrieb)	Art: UW / Leitungen	IBN: in Betrieb seit 2011
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der Abschnitt vom Netzknoten St. Peter zum UW Salzburg der 380-kV-Salzburgleitung umfasst eine Leitungslänge von 46 km. Die Freileitung führt 31,5 km durch Oberösterreich und 14,5 km durch Salzburg.</p> <p>Die technische Notwendigkeit des Projektes besteht darin, den österreichischen 380-kV-Höchstspannungsring im nördlichen Bereich zu schließen sowie den Großraum um die Landeshauptstadt Salzburg und den Flachgau netztechnisch leistungsfähig anzubinden. Die Salzburgleitung wird im Erstausbau mit 220 kV betrieben und im Endausbau auf 380-kV-Betrieb umgestellt (siehe hierzu Projekt 11-10).</p> <p>Das Projekt wurde mit Bescheiden der Salzburger Landesregierung vom 27.3.2007, 5/06-39.726/362-2007, und der Oberösterreichischen Landesregierung vom 26.3.2007, UR-2006-74/228-St/Ws, in der Fassung des Bescheids des Umweltsenats vom 4.4.2008, US 8A/2007/11-94, nach dem UVP-G 2000 rechtskräftig genehmigt.</p> <p>Der Baubeginn fand im August 2009 statt, die Inbetriebnahme des 220-kV-Betriebes wurde den Behörden Ende Jänner 2011 angezeigt.</p> <p>Die Teilabnahmebescheide der Salzburger Landesregierung vom 12.12.2011, 20401-1/39726/564-2011 sowie der Oberösterreichischen Landesregierung vom 30.11.2011, UR-2006-74/521-St/Ts schreiben Auflagen vor, welche im Rahmen des gegenständlichen Projektes umgesetzt werden müssen.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Nachstehend dargestellten Ergänzungen sind ein Teil des Gesamtprojektes 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg und die damit verbundenen Investitionen ein Teil der Gesamtinvestition. Die durchzuführenden Maßnahmen waren entweder von Beginn an geplant oder wurden durch Behördenauflagen zur Vervollständigung des Projektes gefordert. Der Abschluss der Ergänzungsmaßnahmen in Verbindung mit dem Investitionsprojekt 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg ist für 2015 vorgesehen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verkabelung von Mittelspannungsleitungen: Zur Umsetzung des 1. Abschnitts der 380-kV-Salzburgleitung vom NK St. Peter zum UW Salzburg waren umweltverbessernde Kompensationsmaßnahmen in Form der abschnittswisen Erdverkabelung von Freilei- 		



tungen 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 einen Zeitraum von 3 Jahren (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

5 Weitere Projekte in Planungsüberlegung

Für die im Folgenden aufgelisteten Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte liegen die im Punkt 1.4 definierten Voraussetzungen zur Aufnahme in den Netzentwicklungsplan noch nicht vor. **Um ein konsistentes Bild des weiteren Netzausbaus bieten zu können, werden diese Projekte der Vollständigkeit halber angeführt, jedoch noch nicht zur Genehmigung eingereicht.** Werden die Projekte weiter verfolgt, so werden sie mit Vorliegen der erforderlichen Rahmenbedingungen (vgl. Kap. 1.4), im jeweils aktuell zu erstellenden Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht.

Weitere Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in Planungsüberlegung
UW Groß-Enzersdorf/Raasdorf: Netzabstützung WES / Anschluss Windkraft
UW Wien Südost: 380-kV-Netzabstützung WES
UW Großraming: 110-kV-Netzabstützung EAG Netz / Windkraft
Neues UW für WES im Raum südlich von Wien / Windkraft
UW Weidenburg: Merchant Line Alpe Adria Energia
UW Zistersdorf: Netzabstützung EVN Netz
UW Molln: 220/30-kV-Netzabstützung EAG Netz
Anschluss PSW Koralm
Anschluss GDK Werndorf
UW Waizenkirchen: 220/30-kV-Netzabstützung EAG Netz
UW Ernsthofen: Einbindung 110-kV-Leitung EVN Netz
Anschluss PSKW Drau
Anschluss KW Bernegger Ausbaustufe II
UW Innkreis: 380/110-kV-Netzabstützung EAG Netz
Anschluss GDK Klagenfurt
Anschluss KW Sulzberg/Ybbs
Anschluss KW Limberg III
UW Zell/Ziller: Anschluss Gerlos auf 220 kV
Anschluss PSKW Salza
UW Tauern: Anschluss PSKW Schaufelberg
UW Prutz: 380/220-kV-Umspannwerk TIWAG Netz

Tabelle 6: 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 ist eine wesentliche Voraussetzung, um die wichtigen Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers für Österreich weiterhin erfüllen zu können.

Diverse Faktoren stellen ein Risiko für die Umsetzbarkeit der Projekte dar bzw. haben diese teils gravierenden Einfluss auf die Realisierungsdauer und die Kosten der Projekte. Nachstehend werden einige potentielle Risikofaktoren 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 Steiermarktleitung rd. 20% der Gesamtkosten).

Ein besonderes Risiko birgt der Fall einer nachträglichen Aufhebung eines positiven Bescheides durch die Höchstgerichte. Bei Vorliegen eines positiven UVP-Genehmigungsbescheides der 2. Instanz (Umweltsenat) 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 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 (Steiermarktleitung 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 unerwartete Behördenauflagen dar.

- **Veränderung übergeordneter rechtlicher Rahmenbedingungen**

Infrastrukturprojekte haben in aller 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 Abbildung 5 die Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise im Zeitraum 2008 bis 2010 dargestellt.

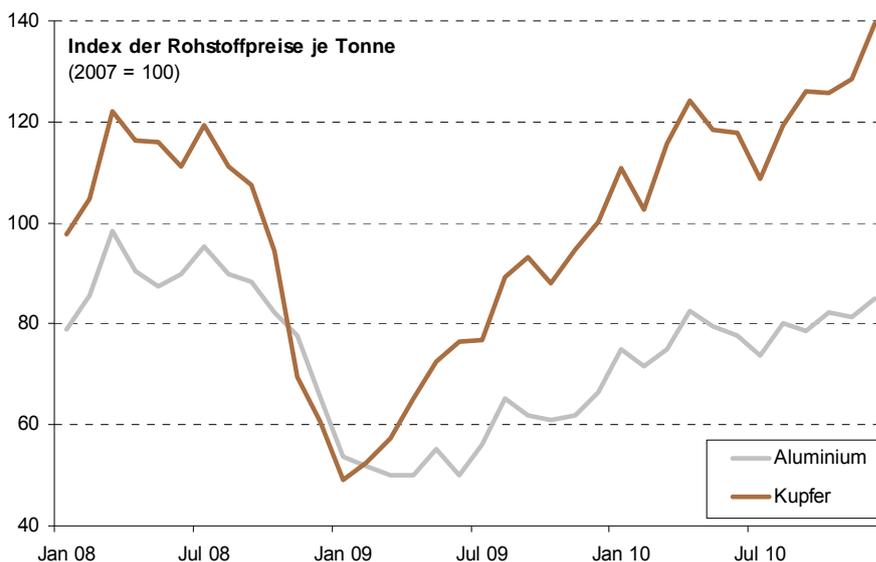


Abbildung 5: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2008 bis 2010

(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 jegliche Änderung im Bereich der Projektpartner direkt auf die Umsetzung der Projekte auswirkt.

- **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 immer das Risiko, dass die Lieferungen komplett ausfallen, wenn der Lieferant seiner Pflicht wegen diverser Gründe wie bspw. Insolvenz nicht mehr nachkommen kann.

- **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.

- **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.

6.3 Soziale Akzeptanz

Eine der größten Herausforderungen für den Netzausbau ist die Schaffung der notwendigen gesellschaftlichen Akzeptanz. Gerade Projekte von übergeordnetem europäischen 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 und Aufklärung von Anrainern und Betroffenen sind unbedingt notwendig, um gesellschaftliche Akzeptanz zu fördern - dazu gehören allgemeine Informationen zu energiewirtschaftlichen Zusammenhängen ebenso, wie projektspezifische Information. Dafür müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen vorgehalten werden.