



**E-CONTROL**

V NEP 01/15

PA 17601/15

Austrian Power Grid AG  
Vorstand  
IZD-Tower  
Wagramer Straße 19  
1220 Wien

per RSb

## **B E S C H E I D**

Aufgrund des Antrags von Austrian Power Grid AG vom 4.11.2015 auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2015 ergeht gemäß § 38 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013, iVm § 7 Abs 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013, nachstehender

### **I. Spruch**

1. Die Regulierungsbehörde genehmigt folgende in Kapitel 4 des Netzentwicklungsplans 2015 (Planungszeitraum 2016-2025) von Austrian Power Grid AG aufgelisteten Projekte:

a. Änderungen im Netzentwicklungsplan 2011 bereits genehmigter Projekte:

11-7 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze (Isar/Ottenhofen)

11-10 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern

11-14 Netzraum Kärnten

11-22 UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ

11-23 UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG

11-24 UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Energiespeicher Bernegger

b. Änderungen im Netzentwicklungsplan 2012 bereits genehmigter Projekte:

12-7 UW Dürnrrohr: 380 kV-Einbindung KW Dürnrrohr EVN

12-8 UW Kainachtal: 4. 380/110-kV-Umspanner EN Steiermark

12-15 Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg

c. Änderungen im Netzentwicklungsplan 2013 bereits genehmigter Projekte:

13-1 UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner

13-3 UW Bisamberg: 4. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ

13-5 UW Großraming: 110/30-kV-Netzabstützung Netz NÖ

13-7 UW Neusiedl/zaya: netzabstützung Netz NÖ

d. Änderungen im Netzentwicklungsplan 2014 bereits genehmigter Projekte

14-3 220-kV-Leitung Westtirol – Zell am Ziller: Leitungsverstärkung

e. Neu eingereichte Projekte:

15-1 UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner

15-2 UW Hessenberg: 220-kV-Blindleistungskompensation

15-3 UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner

15-4 UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG

15-5 UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner EN Steiermark

15-6 Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren

2. Der Netzentwicklungsplan 2015, Planungsstand vom 2.11.2015 bildet als Beilage ./1 einen integrierten Bestandteil dieses Bescheides.

## II. Begründung

### II.1. Rechtliche Grundlagen

Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 40 Abs 1 Z 16 iVm § 37 Abs 1 EIWOG 2010 verpflichtet, jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan gemäß § 37 EIWOG 2010 zu erstellen und zur Genehmigung bei der Regulierungsbehörde einzureichen.

Voraussetzung für die Genehmigung ist gemäß § 38 Abs 1 EIWOG 2010 der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen

und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind.

Vor der Erlassung des Genehmigungsbescheides hat die Regulierungsbehörde nach § 38 Abs 2 EIWOG 2010 Konsultationen zum Netzentwicklungsplan mit den Interessenvertretungen der Netzbenutzer durchzuführen. Sie hat das Ergebnis der Konsultationen zu veröffentlichen und insbesondere auf etwaigen Investitionsbedarf zu verweisen. Gemäß § 38 Abs 3 EIWOG 2010 hat die Regulierungsbehörde insbesondere zu prüfen, ob der Netzentwicklungsplan den gesamten im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst und ob die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art 8 Abs 3 lit b der Verordnung 2009/714/EG gewahrt ist. Bestehen Zweifel an der Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, so hat die Regulierungsbehörde die Agentur zu konsultieren.

In materieller Hinsicht erfüllt der Netzentwicklungsplan gemäß § 37 EIWOG 2010 einen dreifachen Zweck, nämlich die Information der Marktteilnehmer über die Errichtung und den Ausbau wichtiger Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren, die Auflistung aller bereits beschlossenen Investitionen und solcher Investitionen, die in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen, sowie die Vorgabe eines Zeitplans für alle Investitionsprojekte. Damit soll der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) und der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachgekommen werden.

Dem Netzentwicklungsplan sind gemäß § 37 Abs 4 EIWOG 2010 angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze gemäß Art 12 Abs 1 der Verordnung 714/2009 und für gemeinschaftsweite Netze gemäß Art 8 Abs 3 lit b der Verordnung 714/2009 zugrunde zu legen. Er hat wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) zu enthalten.

Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Übertragungsnetzbetreiber alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. Diese haben umgekehrt dem Übertragungsnetzbetreiber auf dessen schriftliches Verlangen die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten, insbesondere Grundlagendaten, Verbrauchsprognosen, Änderungen der Netzkonfiguration, Messwerte und technische sowie sonstige relevante Projektunterlagen zu geplanten Anlagen, die errichtet, erweitert, geändert

oder betrieben werden sollen, innerhalb angemessener Frist zur Verfügung zu stellen. Der Übertragungsnetzbetreiber kann unabhängig davon zusätzlich andere Daten heranziehen, die für den Netzentwicklungsplan zweckmäßig sind (§ 37 Abs 7 EIWOG 2010).

Gemäß § 37 Abs 6 EIWOG 2010 hat der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere bei konkurrierenden Vorhaben zur Errichtung, Erweiterung, Änderung oder dem Betrieb von Leitungsanlagen die technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Befürwortung oder Ablehnung einzelner Vorhaben darzustellen und die Beseitigung von Netzengpässen anzustreben.

Rechtsfolgenseitig normiert § 38 Abs 4 EIWOG 2010, dass die mit der Umsetzung von im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Maßnahmen verbundenen angemessenen Kosten, inklusive Vorfinanzierungskosten, bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 51 ff EIWOG 2010 anzuerkennen sind. Nach § 59 Abs 6 Z 1 EIWOG 2010 gelten diese Kosten als unbeeinflussbar, dh dass sie im Kostenermittlungsverfahren nicht der Anwendung von Zielvorgaben und der netzbetreiberspezifische Teuerungsrate unterliegen. Auch für diese Investitionen gelten die in § 59 EIWOG genannten Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach. Eine abschließende Angemessenheitsprüfung der Höhe erfolgt *ex post* im Zuge des Kostenermittlungsverfahrens gem. § 48 ff EIWOG 2010 und ist somit nicht Bestandteil dieses Bescheids.

Gemäß Art 37 Abs 5 EIWOG 2010 kann die Regulierungsbehörde vom Übertragungsnetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt die Änderung seines bereits vorgelegten und noch nicht genehmigten Netzentwicklungsplans verlangen. Anträge auf Änderung des zuletzt genehmigten Netzentwicklungsplans sind zulässig, sofern wesentliche Änderungen der Planungsgrundlagen eine neue Beurteilung notwendig machen.

Hinzuweisen ist schließlich darauf, dass § 37 EIWOG, der wesentliche inhaltliche Vorgaben an den Netzentwicklungsplan enthält, größtenteils als Grundsatzbestimmung ausgestaltet ist. § 36 Bgld EIWG 2006 idF LGBl Nr 38/2015, § 42 NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 idF LGBl Nr 7800-5, § 29a Oö Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 idF LGBl Nr 103/2014, § 8 Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 idF LGBl Nr 73/2014, § 33a Steiermärkisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2005 idF LGBl Nr 45/2014, § 41 Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012 idF LGBl Nr 187/2014 und § 41a Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 idF LGBl Nr 51/2014 enthalten zu § 37 EIWOG 2010 weitestgehend wortgleiche Umsetzungsbestimmungen.

Gemäß § 31 Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 idF LGBl Nr 51/2015, hat der Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes insbesondere auf die im Sinne des § 2 lit g Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 verfolgten Ziele des Schutzes der Bevölkerung und der Umwelt in Kärnten vor Gefährdungen und unzumutbaren Belästigungen sowie auf die im Sinne des § 7

Abs 2 lit g abschätzbaren Gefährdungen, Belästigungen und sonstigen nachteiligen Auswirkungen auf die Umwelt und Eigentum Bedacht zu nehmen.

Die bescheidmäßige Genehmigung des Netzentwicklungsplans stützt sich auf die unmittelbar anwendbare Bestimmung des § 38 EIWOG 2010, wobei in der Beurteilung des eingereichten Netzentwicklungsplans auch auf § 37 EIWOG 2010 und die genannten Ausführungsgesetze Bedacht genommen wurde.

## **II.2. Verfahrensverlauf**

Austrian Power Grid AG (APG) beantragte mit Schreiben vom 4.11.2015, eingelangt am 11.11.2015, die Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2015, Planungszeitraum 2016-2025, und die damit verbundene Anerkennung der Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß § 51 ff EIWOG 2010. Im Antrag erläuterte APG, dass der Netzentwicklungsplan die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz von APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum 2016-2025 umfasst. Überdies sei der Netzentwicklungsplan vom 15.6.2015 bis 15.7.2015 einer öffentlichen Konsultation durch die relevanten Marktteilnehmer unterzogen worden, bei der APG insgesamt sieben Rückmeldungen erhalten habe. Mit dem Antrag übermittelte APG den Netzentwicklungsplan 2016-2025 (Beilage ./1), Unterlagen zu Kosten und Risiken von Projekten des Netzentwicklungsplans 2015 (Anlage ./1), Formulare mit projektspezifischen Detail Informationen (Anlage ./2), Unterlagen zum Finanzmittelbedarf und tarifliche Konsequenzen (Anlage ./3), Unterlagen zum Konsultationsverfahren von APG (Anlage ./4), Kurzgutachten Prof. Luther (Plausibilisierungsprüfung des APG-Masterplans 2030) (Anlage ./5) sowie eine Szenario- und Modellbeschreibung zum APG-Netzentwicklungsplan (Anlage ./6).

Im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans fanden vier Termine zur Abstimmung der einzureichenden Projekte sowie der Szenarien- und Modellbeschreibungen statt.

Der Genehmigungsantrag enthält neben sechs neuen Projekten (Projekte 15-1 bis 15-6) auch vierzehn Änderungen von bereits im Netzentwicklungsplan 2011 mit Bescheid vom 16.12.2011 (V NEP 01/11), im Netzentwicklungsplan 2012 mit Bescheid vom 29.11.2012 (V NEP 01/12), im Netzentwicklungsplan 2013 mit Bescheid vom 2.12.2013 (V NEP 01/13) bzw. im Netzentwicklungsplan 2014 mit Bescheid vom 27.11.2014 (V NEP 01/14) genehmigten Projekten. Diese Änderungen werden von der Antragstellerin in der Begründung dargestellt und erläutert.

Am 9.9.2015 forderte die Behörde die Interessenvertretungen der Netzbenutzer auf, zum Netzentwicklungsplan Stellung zu nehmen. Es handelte sich dabei um Österreichs Energie, die Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke, die Wirtschaftskammer Österreich, die Bundesarbeitskammer, den Österreichischen Gewerkschaftsbund, die

Landwirtschaftskammer Österreich, die Industriellenvereinigung, den Verein für Konsumenteninformation, Erneuerbare Energie Österreich, den Bundesverband Photovoltaic Austria, Austria Solar, den Österreichischen Biomasseverband, die Interessengemeinschaft Windkraft Österreich, Kleinwasserkraft Österreich, proPellets Austria und die ARGE Kompost & Biogas Österreich. Eine um Geschäftsgeheimnisse bereinigte Konsultationsversion des Netzentwicklungsplan wurde den Interessenvertretungen sowie allgemein den Marktteilnehmern auf der Website der E-Control zur Konsultation bis zum 30.9.2015 zur Verfügung gestellt. Die Bundesarbeitskammer und die Landwirtschaftskammer Österreich nahmen zum Netzentwicklungsplan Stellung.

Die Bundesarbeitskammer (in der Folge: BAK) führt in ihrer Stellungnahme aus, dass die Genehmigung von Investitionsprojekten dazu führe, dass die damit verbundenen Kosten, inklusive Vorfinanzierungskosten, im Rahmen der Kostenermittlung gemäß § 48 iVm § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 anzuerkennen seien. Schlussendlich würden diese Kosten von den NetzbenutzerInnen über die Netzentgelte finanziert. Angesichts der erforderlichen Netzinvestitionen und der damit verbundenen hohen Kosten, sei bei Festlegung der Netzentgelte verstärkt auf eine sozial verträgliche Verteilung zu achten.

Im Hinblick auf die steigenden Kosten des Energiesystems, die u.a. auf eine fehlende Abstimmung der Energiepolitik (massiver Ausbau neuer Ökostrom-Erzeugungsanlagen und mangelnder Ausbau der notwendigen Netzinfrastuktur) zurückzuführen seien, erachtet die BAK die Erarbeitung einer umfassenden, koordinierten Strategie für den zukünftigen Ausbau erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der dafür erforderlichen Netzinfrastuktur, der Versorgungssicherheit sowie der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen als dringend erforderlich. Erzeuger erneuerbarer, volatiler Elektrizität müssten mehr Systemverantwortung übernehmen und Regelungen für den Betrieb systemrelevanter Kraftwerke geschaffen werden.

Netzinvestitionen hingen neben der Projektfinanzierung auch wesentlich von der Erteilung der notwendigen Genehmigungen ab. Zwar bedürfe es hier einer Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren und es seien auch verstärkt innovative Lösungen zu begrüßen, um Kapazitäten bestehender Netze zu erhöhen und so einen Neubau von Netzen zu vermeiden. Allerdings dürften durch Erleichterungen nicht Umweltschutz-, Bürger- und Anrainerrechte oder Grundrechte eingeschränkt werden. In diesem Zusammenhang seien Mechanismen für eine möglichst frühe Information und Einbindung der Bevölkerung in geplante Projekte zu forcieren.

Positiv sieht die BAK die Anerkennung von fünf Projekten der APG als „Vorhaben von gemeinsamen Interesse“ im Rahmen der Leitlinien für transeuropäische Energieinfrastruktur (VO (EU) Nr 347/2013).

Die Landwirtschaftskammer Österreich (LKÖ) fordert die Regulierungsbehörde in ihrer Stellungnahme auf, im Genehmigungsbescheid darzulegen, dass zwar die technische

Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit der Projekte insgesamt geprüft werde, jedoch nicht im Detailgrad eines Einreichprojektes im materienrechtlichen Genehmigungsverfahren.

Weiters fordert die LKÖ E-Control auf klarzustellen, dass die Genehmigung des Netzentwicklungsplanes nicht sonstigen Genehmigungen nach Materiengesetzen vorgreife, durch den Bescheid keine Beurteilung des öffentlichen Interesses vorgenommen werde, keine Festlegungen über die konkrete Art der technischen Ausführung (z.B. Kabel/Freileitung) getroffen würden sowie die geäußerten Wünsche der APG nach geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen nicht Gegenstand im Genehmigungsverfahren zum Netzentwicklungsplan seien. Die LKÖ spricht sich gegen Einschnitte bei legislativen Rahmenbedingungen oder in Genehmigungsverfahren zulasten von Bürgern und Grundeigentümern (Korridorsicherungen, Aushöhlung von Genehmigungsverfahren oder Parteistellungen des Grundeigentums, erleichtertes Upgrade, Klarstellung eines öffentlichen Interesses bereits durch einen Netzentwicklungsplan, etc.) aus.

Die LKÖ ersucht die Regulierungsbehörde bei den zuständigen Stellen auf die Problematik der steuerlichen Behandlung von Entschädigungszahlungen an Grundstückseigentümer hinzuweisen.

Abschließend führt die LKÖ aus, dass im Zuge der Genehmigung des Projekts 15-1 (Punkt 4.5.1.) ein erweitertes Konzept umgesetzt und die Netzabstützung in Oberösterreich gesamthaft verbessert werden solle. Durch weitere Umspannanlagen im UW Hausruck und Vorziehen der Umsetzung betreffend UW Innkreis könne die Aufteilung in Netzbezirke erreicht werden. Der für den Netzausbau auf der 110-kV-Ebene limitierende Faktor Kabelausbaureserve des gelöschten Netzes könne dadurch beseitigt werden und es werde die Möglichkeit geschaffen Leitungsverbindungen auch als Erdkabel zu errichten.

Nach Prüfung der eingereichten Unterlagen forderte die Behörde die Antragstellerin am 2. und 16.10.2015 auf, ergänzende Informationen sowie Erläuterungen zu einzelnen Projekten beizubringen.

Mit Schreiben vom 4.11.2015 übermittelte APG einen überarbeiteten Netzentwicklungsplan 2015 und beantragte die behördliche Genehmigung.

### **II.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung**

Folgender Sachverhalt steht auf Grund des mündlichen und schriftlichen Vorbringens der Antragstellerin sowie amtsbekannter Tatsachen fest:

APG ist Übertragungsnetzbetreiber und in weiterer Folge für den Bereich, der durch das von APG betriebene Übertragungsnetz abgedeckt wird, auch Regelzonenführer.

APG beantragte mit Schreiben vom 4.11.2015 die Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2015, welcher sechs neue Investitionsprojekte für den Zeitraum 2016 bis 2025 sowie vierzehn gegenüber den Netzentwicklungsplänen 2011, 2012, 2013 und 2014 geänderte Projekte enthält.

## **II.4. Rechtliche Beurteilung**

### *II.4.a. Allgemeines*

Der in § 37 Abs 2 Z 3 EIWOG 2010 geforderte Zeitplan für die neuen und geänderten Investitionsprojekte ergibt sich aus den im Anlage 2 enthaltenen Projektblättern sowie dem bei den einzelnen Projekten jeweils angeführten Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

### *II.4.b. Technische Notwendigkeit, Angemessenheit und Verfügbarkeit (Versorgungssicherheit)*

APG beschreibt für jedes Projekt den Auslöser und die technische Notwendigkeit; diese Angaben begründen auch die technischen Zweckmäßigkeiten iSv § 37 Abs 5 EIWOG 2010. Wie in Punkt 1.3 des Netzentwicklungsplans erläutert, werden die Projekte in solche von nationalem bzw. europäischem Interesse, Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte sowie spezifische Erweiterungsprojekte eingeteilt. Unter die erste Kategorie fallen Projekte aus der langfristig vorausschauenden (strategischen) Netzausbauplanung, die auf Basis von Szenarienrechnungen und Umfeldrecherchen der nationalen und europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Kooperation mit Universitäten erstellt wird. Die Antragstellerin verweist in diesem Zusammenhang auf den APG-Masterplan 2030. Bei der zweiten Kategorie ergeben sich die Notwendigkeit und Zweckmäßigkeit der Projekte aus den entsprechenden lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanschlüsse von Kraftwerken etc) der Marktteilnehmer. APG gibt an, jene Projekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen zu haben, für die bereits eine abgeschlossene Grundsatzvereinbarung oder ein Errichtungsvertrag besteht oder bis Ende 2015 unterfertigt wird. Die dritte Gruppe bilden Investitionen zur Optimierung des Betriebsverhaltens von Leitungen bzw. die Leistungserhöhung von Betriebsmitteln, z.B. im Zuge eines lebensdauerbedingten Austausches.

Der APG Masterplan 2030 stellt die Basis für den vorliegenden Netzentwicklungsplan 2015 dar. Im Masterplan werden umfangreiche Berechnungen und Untersuchungen unter Einbeziehung der TU Graz dargelegt. Die drei betrachteten Szenarien LEIT, GREEN und RED decken ein breites Spektrum an möglichen Entwicklungen ab: Während das LEIT-Szenario sich an den politischen Zielsetzungen zur Erreichung der 20-20-20-Ziele orientiert sowie an den „National Renewable Energy Action Plans“ (NREAPs) und davon ausgeht, dass die EU-Ziele erreicht werden, nimmt das RED-Szenario an, dass die 20-20-20-Ziele erst im Jahr 2030 erreicht werden und der Stromverbrauch mit unveränderten

Wachstumsraten weitersteigt. Dem GREEN-Szenario liegt die Annahme zugrunde, dass die 20-20-20-Ziele übertroffen werden.

Im Bescheid zur Genehmigung des letztjährigen Netzentwicklungsplans vom 27.11.2014 (V NEP 01/14) kritisierte die Behörde, dass die dem APG Masterplan 2030 zugrundeliegenden Verbrauchs- und Preisprognosen aus den Jahren 2009 und 2010 nicht mehr aktuell seien und forderte APG auf bis zu einer allfälligen Überarbeitung des Masterplans 2030, dem jeweiligen Netzentwicklungsplan Analysen beizulegen, die darlegen, dass die Szenarien, Daten und Methoden des Masterplans weiterhin als angemessene Basis für die Netzausbauplanung herangezogen werden können. In diesem Sinne unterzog APG hat den Masterplan 2030 in der Fassung vom November 2013 einer Plausibilitätsprüfung durch den Gutachter Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther (Anlage /5). In seinem Gutachten kommt Prof. Luther zu dem Ergebnis, dass der Masterplan 2030 auf umfangreichen netzplanerischen und energiewirtschaftlichen Untersuchungen beruhe und im Ergebnis ein netztechnisch plausibles und nachhaltiges Zielnetz zur weiteren Entwicklung des österreichischen Übertragungsnetzes bis 2030 identifiziere. Weiters ergänzte die Antragstellerin die Szenario- und Modellbeschreibung (Anlage /6) um Analysen, die den Deckungsgrad der Szenarien mit jenen des TYNDP 2014 belegen soll.

Vor diesem Hintergrund können die Szenarien weiterhin als angemessen bezeichnet werden. Um auch in Zukunft die Kohärenz, Nachvollziehbarkeit und Durchgängigkeit der für die Netzplanung verwendeten Szenarien und Modelle sicherzustellen, sind für den Netzentwicklungsplan 2016 und künftig als Ausgangspunkt jene Szenarien und Modelle heranzuziehen und zu dokumentieren, welche für die regionale Planung im TYNDP verwendet werden.

Vor diesem Hintergrund kann die Notwendigkeit der identifizierten Masterplanprojekte als valide und robust gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen im betrachteten Szenarienraum erachtet werden. Dies wird auch durch die Ergebnisse des TYNDP untermauert. Einerseits liegen die europaweit abgestimmten Annahmen bzgl. Preis- und Verbrauchsentwicklung sowie auch Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenarienraum des Masterplans. Andererseits wird die Notwendigkeit der Masterplanprojekte ebenso durch den TYNDP bestätigt.

Die Ausbauprojekte werden hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, Entwicklungen eines integrierten europäischen Elektrizitätsmarktes und politische Ziele (z.B. Erhöhung des Anteiles Erneuerbarer Energien bei der Energieerzeugung) bewertet.

Die Netzanschluss- bzw Netzverbundprojekte werden von Netzbenutzern im Wege von Anfragen auf Netzanschluss, Netzzugang/Netzverbund oder Netzkooperation angestoßen und in den Netzentwicklungsplan übernommen, sofern bereits eine Grundsatzvereinbarung oder ein Errichtungsvertrag für das Projekt besteht. Diese Projekte werden gemäß den Allgemeinen Netzbedingungen von APG entsprechend geprüft.

Die von APG durchgeführte Konsultation ergab kleinere Änderungen bei Projektbeschreibungen, die direkt in den Netzentwicklungsplan übernommen wurden (vgl dazu Anlage ./4 zum Antrag sowie unten Punkt II.4.e). In der Konsultation durch die Regulierungsbehörde ergab sich kein weiterer zuvor nicht berücksichtigter Investitionsbedarf (dazu unten Punkt II.4.f).

Die Änderungen der Projekte 11-22, 11-23, 12-8, 12-15, 13-3, 11-7, 11-10, 13-5, 11-14, 11-24, 12-7, 13-1, 13-7 und 14-3, gegenüber den Netzentwicklungsplänen, mit denen die Projekte ursprünglich genehmigt wurden, betreffen im Wesentlichen Änderungen in der Kostenplanung bzw. Änderungen in der zeitlichen Umsetzung (Inbetriebnahme).

Mit Ausnahme der Projekte 11-22, 13-3, 11-14, 13-1 sowie 14-3 handelt es sich bei den Änderungen in der Kostenplanung um eine Reduktion der Kosten.

Neu eingereicht wurden die folgenden Projekte:

- 15-1 UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner
- 15-2 UW Hessenberg: 220-kV-Blindleistungskompensation
- 15-3 UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner
- 15-4 UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG
- 15-5 UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner EN Steiermark
- 15-6 Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren

Das Projekt 15-1 befindet sich im Stadium eines Vorprojekts und umfasst die Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanner im UW St. Peter, um die – infolge Ausbaus erneuerbarer Energien stark angestiegen - Lastflüsse zwischen der 380-kV-Donauschiene und der 220-kV-Donauschiene zu verteilen, und die verfügbaren Leitungskapazitäten optimal nutzen zu können. Der dritte Umspanner erhöht die Versorgungssicherheit und die (n-1)-Reserve und ist eine wichtige Voraussetzung für den Ersatzneubau der 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernsthofen (vgl. Projekt NEP 14-2).

Die Errichtung einer kV-Blindleistungskompensationsanlage im UW Hessenberg (Projekt 15-2) dient der Gewährleistung von Spannungshöhe/Blindleistungsverhältnissen und damit dem stabilen und sicheren Betrieb des inner-österreichischen 220-kV-Netzes. Auslöser des im Stadium eines Vorprojekts befindlichen Projekts ist das betrieblich vermehrte Auftreten von Spannungen im Bereich der oberen Spannungsbandgrenze selbst zu Schwachlastzeiten im zentral-österreichischen 220-kV-Netzraum rund die Umspannwerke Hessenberg und Weißenbach.

Das Projekt 15-3 (UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner) befindet sich im Status Planungsüberlegungen und dient der Herstellung einer leistungsfähigen Verbindung und Steigerung der (n-1)-Sicherheit innerhalb Österreichs durch Verstärkungen im UW Lienz, das einen wichtigen Netzknotenpunkt, insbesondere in Hinblick auf steigende Leistungsflüsse durch Netzausbauten im APG Netz, darstellt.

Erweiterungen des Betriebsstandortes der Austria Metall AG Projekt erfordern zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit die Errichtung eines vierten Umspanners im UW Ranshofen (Projekt 15 – 4, Planungsüberlegungen).

Als Projekt 15-5 ist die Errichtung eines 2. 220/110-kV-Umspanners im UW Zeltweg in Planung. Durch diese Maßnahme kann der an das Ende seiner Lebensdauer gelangte 220/110-kV-Umspanner RHU4 im UW Hessenberg ersatzlos außer Betrieb genommen werden und ergeben sich Vorteile in der Betriebsführung des 110 kV Netzes der Energienetze Steiermark sowie eine Erhöhung der Versorgungssicherheit für die steirischen Netzkunden.

Auf Aufforderung der Regulierungsbehörde vom 16.10.2015 reichte die Antragstellerin Projekt 15-6 ein, das die Errichtung von Phasenschiebertransformatoren an der österreichisch-tschechischen Grenze vorsieht. Durch die Energiewende und den europaweiten Ausbau der Erneuerbaren sowie durch die Intensivierung des Strommarktes kommt es zu steigenden Belastungen in den europäischen Übertragungsnetzen. Internationale Stromlieferungen werden über sogenannte Import- bzw. Exportprogramme (Fahrpläne) abgewickelt. Durch die Struktur bzw. elektrischen Eigenschaften des europäischen Übertragungsnetzes sowie die regionalen und lokalen Verteilungen der Erzeuger und Verbraucher folgen die physikalischen Stromflüsse in der Regel nicht exakt den Programm-Stromflüssen. Dies führt neben den geplanten Stromaustauschen auch zu sog. „unscheduled flows“, d.h. ungeplanten Lastflüssen in anderen Netzbereichen. Um diese ungeplanten Stromflüsse in anderen Netzbereichen effektiv zu begrenzen, werden zunehmend auch Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung – wie z.B. Phasenschiebertransformatoren (PST) – eingesetzt. Zur entsprechenden Steuerung der Flüsse wurde z.B. in Polen und Tschechien bereits die Errichtung von PSTs an der Grenze zu Deutschland beschlossen. Die ersten dieser PST werden 2016/2017 in Betrieb genommen. Weitere Netzverstärkungen innerhalb Deutschlands und an den Grenzen zu den Nachbarstaaten sollen die Übertragung der Leistungsflüsse entsprechend der Programme gewährleisten. Zur Verstärkung der oben genannten lastflussweisenden Effekte werden seitens APG Planungsüberlegungen zur Errichtung von Phasenschiebertransformatoren an den Kuppelleitungen nach Tschechien angestellt. Ziel sind die weitere Reduktion der ungeplanten Lastflüsse und die optimierte Nutzung der bestehenden Übertragungsnetzinfrastruktur.

#### *II.4.c. Wirtschaftlichkeit der Investitionen*

Festzuhalten ist zunächst, dass die mit der Umsetzung von Maßnahmen aus dem genehmigten Netzentwicklungsplan verbundenen Kosten in die Kostenbasis gemäß § 48 EIWOG 2010 einfließen. Im Rahmen der Kostenermittlung berücksichtigt die Behörde getätigte Investitionen gemäß § 38 Abs. 4 EIWOG 2010 inklusive Vorfinanzierungskosten, allerdings erfolgt eine Aktualisierung *ex post* auf der Basis von tatsächlich angefallenen

Anschaffungskosten. Auch für diese Investitionen gelten die in § 59 EIWOG 2010 genannten Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach, nicht jedoch die Anwendung von Zielvorgaben (§ 59 Abs. 6 Z 1 EIWOG 2010).

Zur Kostenplanung erläutert APG unter Punkt 4.1.4 des Netzentwicklungsplans, dass die Kosten für Leitungen und Umspannwerke in Vorprojekte und Umsetzungsprojekte untergliedert werden. Für alle Projekte werden Kostenbeiträge Dritter separat ausgewiesen; darunter fallen Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte sowie Förderungen.

Um eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Investitionen zu ermöglichen, übermittelte APG in der Anlage 3 Unterlagen zum Finanzmittelbedarf und den tariflichen Konsequenzen für die Errichtung von Hochspannungsleitungen und die Errichtung und Erweiterung von Umspannwerken. Ergänzend wurden zu einzelnen ausgewählten Bauvorhaben Projektformulare abgefragt welche mit der Anlage 2 übermittelt wurden. Diese dienen sowohl dem Projekt-Monitoring als auch der Evaluierung der korrespondierenden Kosten in den unterschiedlichen Projektphasen.

Unter Berücksichtigung aller vorgelegten Unterlagen scheinen die im Netzentwicklungsplan angeführten Kostenschätzungen plausibel. Eine endgültige Beurteilung der mit der Umsetzung von Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan vorgesehen sind, verbundenen angemessenen Kosten (§ 38 Abs 4 EIWOG 2010) wird die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach § 48 EIWOG 2010 vornehmen. Dabei wird von Seiten des Unternehmens darzulegen sein, dass ausreichende Maßnahmen gesetzt wurden, um die Kosten für die einzelnen Projekte unter Berücksichtigung der erforderlichen Qualität möglichst niedrig zu halten. Insbesondere wird dabei zu prüfen sein, ob die vorgesehenen Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte im Sinne der Kostenverursachungsgerechtigkeit eine angemessene Beteiligung der von den jeweiligen Projekten betroffenen Netzbenutzer sicherstellen.

APG ist hinsichtlich der konkreten Planung auf Angaben jedes einzelnen Projektpartners angewiesen. Verzögerungen von Projekten haben direkte Auswirkungen auf den Netzentwicklungsplan, die anderen darin dargestellten und zur Genehmigung vorgelegten Projekte und die mit den Projekten verbundene Planung von Ressourcen bei APG (Eigen- und Fremdleistungen). Sollten bereits genehmigte Projekte über mehrere Jahre wiederholt verschoben werden und in der Folge von APG aus dem Netzentwicklungsplan zurückgezogen und nicht mehr eingereicht werden, ist die Änderung von der Behörde zu genehmigen.

#### *II.4.d. Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan*

Die Beurteilung des eingereichten Netzentwicklungsplanes erfolgt in Abstimmung mit dem ACER Projektteam Netzentwicklungsplan. Die Planung von Projekten von nationalem und internationalem Interesse erfolgt in Abstimmung mit benachbarten und betroffenen

Übertragungsnetzbetreibern und damit in Übereinstimmung mit dem europäischen Interesse eines koordinierten Netzausbaus. Die Projekte von europäischem Interesse sind mit einem Verweis auf die jeweilige Stelle im gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan versehen. Neue Projekte werden in den Arbeitsgruppen auf europäischer Ebene entsprechend eingebracht. Insgesamt steht somit der eingereichte Netzentwicklungsplan grundsätzlich im Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan.

Die Antragstellerin wird aber aufgefordert, in Zukunft genauer mit den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern in Hinblick auf die Einmeldung von Projekten in den TYNDP, der die alleinige Basis für die Auswahl von „Projects of Common Interest“ bildet, zusammenzuarbeiten, um die Kohärenz der TYNDP-Projekte mit den Projekten im Netzentwicklungsplanes sicher zu stellen.

#### *II.4.e. Konsultation der Marktteilnehmer durch APG*

Wie oben unter Punkt II.2 dargestellt, hat die Antragstellerin Marktteilnehmer schriftlich zum Netzentwicklungsplan konsultiert und diesen auch auf ihrer Homepage veröffentlicht. Aus Anlage ./4 ist ersichtlich, dass die Netz Oberösterreich GmbH, die Verbund Hydro Power GmbH, die Netz Niederösterreich GmbH, die Energie Klagenfurt GmbH, die Energie Burgenland AG, die Wien Energie GmbH sowie die LINZ STROM Netz GmbH Stellung genommen haben. Die Auseinandersetzung mit den Stellungnahmen ist aus Sicht der Behörde in Anlage ./4 ausreichend dokumentiert. Das Erfordernis der Konsultation gemäß § 37 Abs 5 EIWOG 2010 ist damit erfüllt.

#### *II.4.f. Konsultation der Interessenvertretungen durch die Regulierungsbehörde*

Zur Stellungnahme der BAK (vgl. Punkt II.2.) hält die Behörde fest, dass die Festsetzung der Systemnutzungsentgelte keinen Gegenstand des gegenständlichen Genehmigungsverfahrens bildet. Die Aufteilung und Überwälzung der Kosten auf die einzelnen Netzebenen ist Sache der Kostenermittlung gemäß § 48 EIWOG 2010 bzw. der Festlegung der Systemnutzungsentgelte gemäß § 49 EIWOG 2010. Als Amtspartei verfügt die Bundesarbeitskammer dabei über ein umfassendes Auskunfts-, Einsichts- und Beschwerderecht. Die BAK hält weiters die Erarbeitung einer umfassenden Strategie (Regelung für den Betrieb systemrelevanter Kraftwerke, mehr Systemverantwortung für Erzeuger volatiler, erneuerbarer Elektrizität) für zukünftigen Ausbau erneuerbarer Energien für dringend erforderlich. Die Ausarbeitung einer solchen ist nicht Thema des vorliegenden Genehmigungsbescheides. Die im Netzentwicklungsplan vorgelegten Projekte wurden nach den gesetzlichen Vorgaben im Detail geprüft, wobei auch der für den Ausbau von Ökostrom-Erzeugungsanlagen notwendigen Netzinfrastruktur sowie den europäischen Entwicklungen Rechnung getragen wurde (vgl. etwa Projekt 15-6). Ebenso wenig kann im Rahmen der Genehmigung des Netzentwicklungsplans Einfluss auf die Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren genommen werden.

Zur Stellungnahme der LKÖ ist anzumerken, dass es sich bei die Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde um eine Grundsatzgenehmigung handelt, weshalb die Projekte auch noch nicht jenen Detaillierungsgrad, den ein Einreichprojekt in einem materienrechtlichen Genehmigungsverfahren aufweisen muss, haben. Die Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde greift auch nicht der Genehmigung nach sonstigen, insbesondere umweltrechtlichen Rechtsvorschriften (Umweltverträglichkeitsprüfung) vor. Auch eine Abwägung und Beurteilung des öffentlichen Interesses einzelner Projekte oder die konkrete technische Ausführung ist nicht Gegenstand des vorliegenden Bescheides.

Der Anmerkung der LKÖ in Zusammenhang mit dem Projekt 15-1 „UW St. Peter“ solle ein erweitertes Projekt umgesetzt werden, um die Netzabstützung in Oberösterreich gesamthaft zu verbessern, ist entgegen halten, dass die vom Übertragungsnetzbetreiber vorgelegte Netzausbauplanung grundsätzlich den gesetzlichen Anforderungen hinsichtlich Versorgungssicherheit, Angemessenheit des Übertragungsnetzes etc zu genügen hat und technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Aufnahme jedes Projekts darzulegen hat. Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Notwendigkeit einer stärkeren Netzabstützung des Verteilernetzes nur durch den Verteilernetzbetreiber festgestellt, geplant und beim Übertragungsnetzbetreiber beantragt werden kann. Hier ist auch auf bereits im Netzentwicklungsplan genehmigte Projekte zu verweisen, insbesondere Projekt 11-11 Zentralraum Oberösterreich. Eine weitere Untersuchung bzw. Bewertung speziell im Verteilergebiet in Oberösterreich/in ist nicht durch den Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplanes durchzuführen.

Gepprüft wird gemäß § 38 Abs 1 EIWOG 2010 allerdings die technische Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit der Projekte insgesamt, siehe dazu unten II.4.b und II.4.c. Weiters sind auch die von der Landwirtschaftskammer kritisierten Wünsche der APG nach geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen für Genehmigungsverfahren von Übertragungsnetzprojekten, nicht Gegenstand des vorliegenden Bescheides. Dies trifft auch auf Einschnitte bei legislatischen Rahmenbedingungen oder in Genehmigungsverfahren zulasten von Bürgern und Grundeigentümern zu. Auch ist die von der LKÖ aufgeworfene Problematik der steuerlichen Behandlung von Entschädigungszahlungen an Grundeigentümer weder Gegenstand des vorliegenden Bescheides, noch verfügt die E-Control über die Kompetenz zur Rechtssetzung in dieser Angelegenheit.

Die Ergebnisse der von der Regulierungsbehörde durchgeführten Konsultation wurden im Internet veröffentlicht (<http://www.e-control.at>).

### III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der Energie-Control Austria einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten. Für Beschwerden an das Bundesverwaltungsgericht wird ersucht, die Eingabegebühr von EUR 30 gem. § 14 TP 6 Abs 5 Z 1 lit b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl Nr. 267/1957 idgF iVm § 2 BVwG-EGebV, BGBl II Nr. 490/2013, unter Angabe des Verwendungszwecks „Gebühren nach § 3 Abs. 2 GebG“ durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 3 Abs 1 BVwG-EGebV, **IBAN: AT56 0100 0000 0580 4713, BIC: BUNDATWW** zu entrichten.

### IV. Gebühren

Es wird höflich ersucht, die Eingabengebühr von € 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz und die Beilagengebühr von € 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 Gebührengesetz, insgesamt sohin € **36,10** auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria bei **ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201** zu entrichten (§ 3 Abs 2 Gebührengesetz 1957 iVm GebG-VaIV 2011, BGBl II 191/2011).

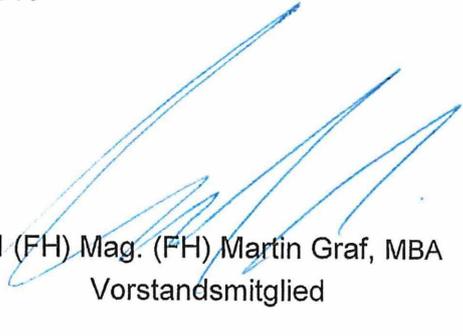
Energie-Control Austria  
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 27.11.2015

Der Vorstand



DI Walter Boltz  
Vorstandsmitglied



DI (FH) Mag. (FH) Martin Graf, MBA  
Vorstandsmitglied

Beilage .1: Netzentwicklungsplan 2015 (Planungszeitraum 2016-2025) samt Anlagen

Ergeht als Bescheid an:

Austrian Power Grid AG  
Vorstand  
IZD-Tower  
Wagramer Straße 19  
1220 Wien  
per RSb.