

Workshop zum Thema Aktionsplan gemäß EU-Strombinnenmarkt-VO

01.10.2020

BMK/Energiesektion VI

Radetzkystraße 2, 1030 Wien (BMK) – Festsaal

Agenda

- Rechtlicher Hintergrund und Rückblick/Status Quo
- Präsentation des Berichts über strukturelle Engpässe
- Vorbereitung eines Aktionsplans
 - Maßnahmen
 - Konsultationsphase und weitere Schritte

Rechtlicher Hintergrund - Strombinnenmarkt-VO

- Die am **5. Juni 2019** in Kraft getretene Verordnung (EU) **2019/943** des Europäischen Parlamentes und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (**Strombinnenmarkt-VO**) verpflichtet die Mitgliedstaaten, Maßnahmen zur **Behebung von Engpässen** zu ergreifen.
- Übertragungsnetzbetreiber dürfen die grenzüberschreitende Verbindungskapazität nicht einschränken, um Engpässe in der eigenen Gebotszone zu beheben (Art. 16). Diese **Anforderung** gilt bereits **seit 1.1.2020**.
- Unabhängig von der durch die Übertragungsnetzbetreiber angewandten Berechnungsmethode hinsichtlich der verfügbaren Verbindungskapazität (NTC/Flow Based), gilt die Bestimmung zur Kapazitätsvergabe gem. Art. 16 als erfüllt, wenn **zumindest 70 %** der an einer Grenze zur Verfügung stehenden **Übertragungskapazität** an die Marktteilnehmer vergeben werden. Der restliche Anteil von 30 % kann für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse und interne Stromflüsse verwendet werden.

Rechtlicher Hintergrund - Nichterreichung des 70 %-Ziels

- Die Strombinnenmarkt-VO sieht im wesentlichen folgende **Handlungsoptionen** vor, sollte das 70 % Ziel nicht erreicht werden:
 - **Freistellung** (Art. 16 Abs. 9)
Bei strukturellen Engpässen:
 - **Aktionsplan** (Art. 15)
 - **Überprüfung- und Anpassung der Gebotszonenkonfiguration** (Art. 14)

Rückblick/Status Quo: Umfang der Kapazitätsvergabe 1/2

- Berechnungen des Übertragungsnetzbetreibers zeigten bereits vor in Kraft treten der EU-Strombinnenmarkt-Verordnung 2019/943, dass die ab 1.1.2020 verpflichtende Vergabe von mindestens 70 % der verfügbaren Übertragungskapazität an **keiner österreichischen Grenze durchgehend erreicht werden kann**. Teilweise liegt der mögliche Vergabeumfang bei **lediglich 30%**
- Da ein unvorbereitetes Anheben der Kapazitätsvergabe jedenfalls zu einer kritischen **Einschränkung der Betriebssicherheit** geführt hätte, wurde durch den Übertragungsnetzbetreiber für das **laufende Jahr 2020** um eine **Freistellung** von der Kapazitätsvergabepflicht des Art. 16 Abs. 8 Strombinnenmarkt-VO angesucht
- Diese Freistellung wurde durch den Regulator am 13.12.2019 genehmigt und **endet am 31.12.2020**

Rückblick/Status Quo: Umfang der Kapazitätsvergabe 2/2

- Da der **Ausbau** grenzüberschreitender Transportkapazitäten kurzfristig kaum möglich ist und darüber hinaus die aktuell vorhandene innerösterreichische **Engpassproblematik** durch gesteigerte Transitflüsse tendenziell **verstärken** würde, ist eine vollumfängliche Vergabe grenzüberschreitender Transportkapazitäten im Sinne des Art. 16 Abs. 8 Strombinnenmarkt-VO (70%), auch **nach dem Ablauf** der Freistellung mit 31.12.2020, laut Auskunft des Übertragungsnetzbetreibers **technisch nicht möglich**
- Als **strukturell** gilt ein Engpass, der **eindeutig festgestellt** werden kann, **vorhersehbar** ist, geografisch über längere Zeit **stabil** bleibt und unter den normalen Bedingungen des Stromsystems häufig **wiederauftritt**

Strukturelle Engpässe: vorbereitende Maßnahmen (Art. 14 Abs. 7)

- **Festgestellt** werden kann ein struktureller Engpass durch:
 - einen ENTSO-E Bericht (zuletzt 2018 veröffentlicht)
 - einen Bidding Zone Review (zuletzt 2018 veröffentlicht)
 - einen **Bericht** des Übertragungsnetzbetreibers an die zuständige Regulierungsbehörde, welche diesen annimmt
- BMK (ehem.BMNT) hat am 18. Dezember 2019 APG aufgefordert, einen **technischen Bericht zur Engpasssituation** gemäß Art 14 Abs 7 EU-VO 2019/943 zu erstellen. Diesem ist die APG nachgekommen.
- Der **Bericht über strukturelle Engpässe** im österreichischen Übertragungsnetz wurde am **24.09.2020** durch den Regulator **angenommen**



Stakeholder Workshop

Hotspot Bericht

Bericht gemäß Art 14 Abs 7

EU-VO 2019/943

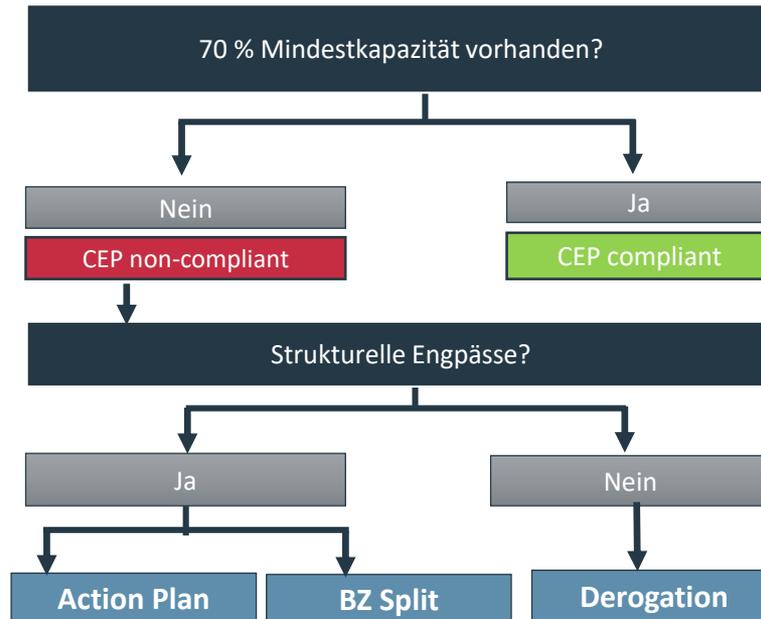
01.10.2020

Elektrizitätsbinnenmarkt VO 2019/943



70% Verpflichtung

Art. 16 verpflichtet Übertragungsnetzbetreiber einen Mindestwert von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Export/Import/Transit) zur Verfügung zu stellen



70% Verpflichtung

Aktueller Status



- Durch Verzögerungen im Netzausbau sind **bereits heute zunehmend kritische Netzsituationen** zu verzeichnen
- Die sichere Stromversorgung kann nahezu täglich **nur mittels „Redispatch“** sowie dem Vorhalten von **„Netzreserve“** aufrechterhalten werden
- **APG hat die Konsequenzen der „70% Verpflichtung“ in Abstimmung mit VÜN** für das österreichische Übertragungsnetz **umfassend analysiert**
- BMK hat APG aufgefordert, darüber einen **technischen Bericht zur Engpasssituation** gemäß Art 14 Abs 7 EU-VO 2019/943 zu erstellen
- Die Ergebnisse wurden gemäß Artikel 14 Abs 7 EU-VO 2019/943 in einem **Bericht bei E-Control** am 25.8.2020 eingereicht und von E-Control **am 24.9.2020 angenommen**

Methodik



consentec



- Die Entwicklung der Engpasssituation wurde auf Basis umfassender Markt- und Lastflusssimulationen untersucht
- Die Analysen erfolgten anhand des Szenariojahres 2022 unter Anwendung der 70 % Verpflichtung der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO
- Simulationen: Consentec GmbH in Zusammenarbeit mit dem IAEW der RWTH Aachen University, der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
- Umfassende Modell-Validierung wurde anhand 2018 durchgeführt

Eingangsparameter



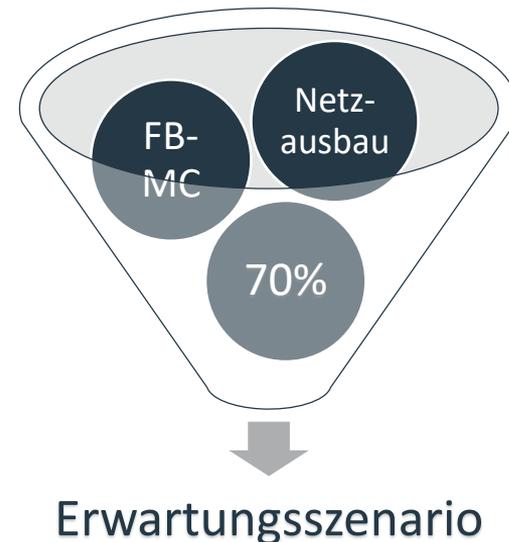
Stromerzeugungskapazitäten und Stromverbrauch
anhand „National Trends“ des
Mid-Term Adequacy Forecasts (MAF) 2019 abgeleitet

Berücksichtigung der Energiestrategie der Bundesregierung
und der Planungsannahmen des EAG

Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise
gemäß Notierung der Forward-Preise für das Jahr 2022

Netzentwicklung ausgehend von TYNDP 2018 Projekten

70% Mindestkapazität für den Stromhandel

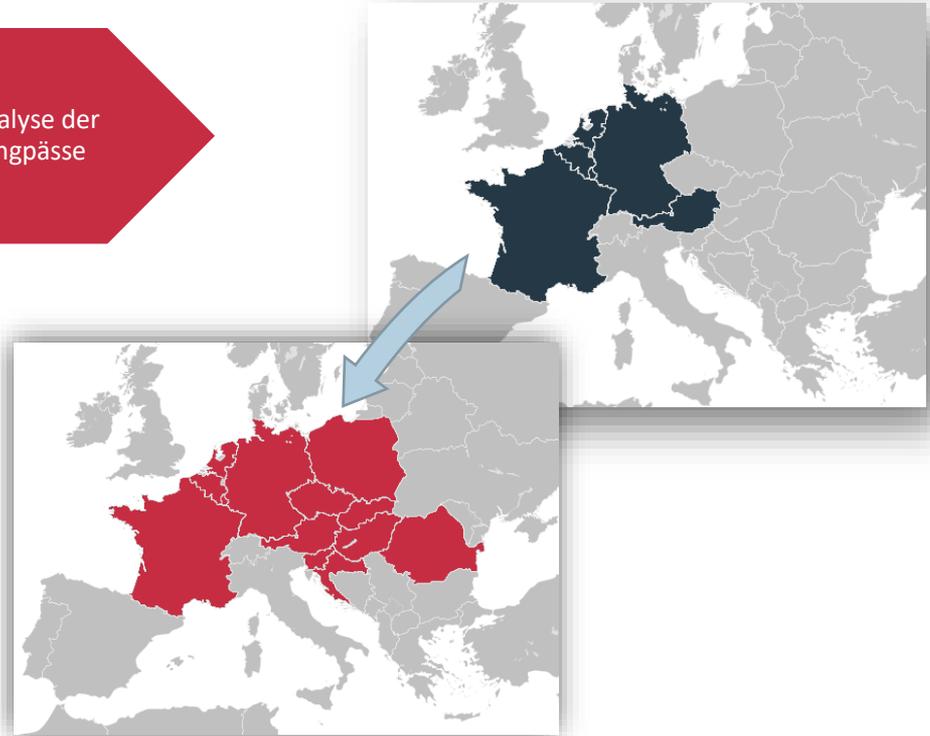


Marktsimulation

Flow Based Marktsimulation



- Simulation eines ganzen Jahres über 8760 Stunden
- Flow Based Kapazitäten für die Core Region
- 70% Mindestkapazität
- **Knotenscharfe Ergebnisse für Kraftwerksfahrpläne, Einspeisungen und Lasten**

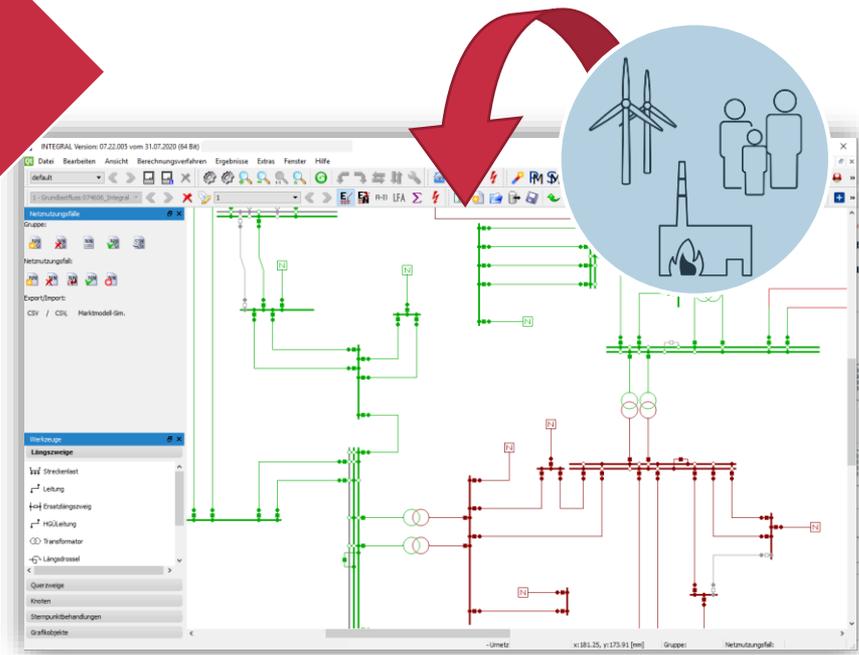


Netzberechnungen

Lastfluss und Ausfallberechnung



- Marktsimulationsergebnisse werden knoten-scharf dem europ. Netzmodell zugeordnet
- AC-Lastflussberechnung
- N-1 Netzsicherheitsrechnung
- **Stundenscharfe Auslastungen des österreichischen Höchstspannungsnetz**



Netzberechnungen

Analyse der Engpässe



EU-VO 2019/943 Artikel 2 (6):

„struktureller Engpass“ bezeichnet einen Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig wieder auftritt;

Kriterium	Analyseergebnis
Feststellbar, Vorhersehbar	Engpässe sind nachvollziehbar berechenbar und eindeutig feststellbar
Geographisch stabil	Engpässe sind geographisch systematisch lokalisierbar und treten vorrangig entlang der West-Ost Achse auf
Tritt häufig auf	Häufigkeit über rd. 5%* der Zeit für interne und grenzüberschreitende Leitungen gegeben
Normalbedingungen	Netzmodell entspricht Normalbedingungen, keine Abschaltungen

* Berichte gem. Art. 14.7 der DE und NL Übertragungsnetzbetreiber legen 400 h (rd. 4,6%) bzw. 5% als Beurteilungsmaßstab zugrunde

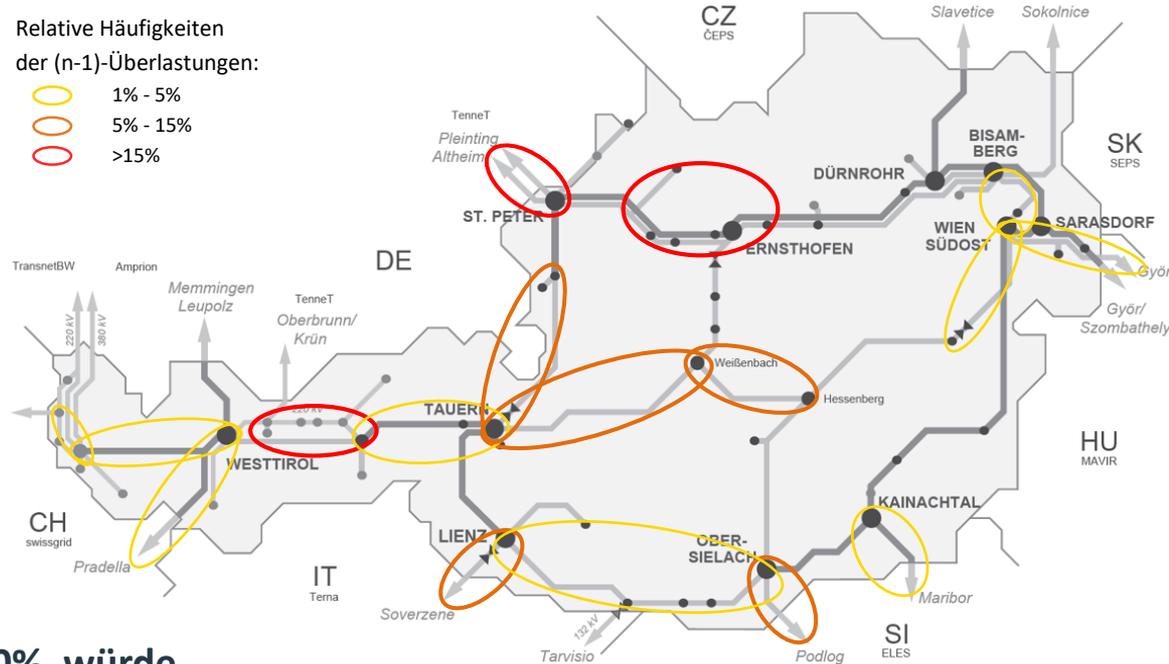
Netzberechnungen

Analyse der Engpässe



Bei unmittelbarer Umsetzung der **70% Mindestkapazitätsforderung**, wäre folgendes zu verzeichnen:

- **Massive Zunahme der Netzüberlastungen**
- **Engpässe über das gesamte Netzgebiet verteilt**
- **Unter Berücksichtigung** des bereits in DE und NL angewendeten **Häufigkeits-Schwellwertes von 5%**, sind in AT **strukturelle Engpässe** zu verzeichnen
- Eine **unmittelbare Umsetzung der 70%** würde die **Systemsicherheit gefährden** und ist **daher nicht möglich**





Bericht über strukturelle Engpässe – Annahme durch E-Control

- Eingereicht von APG und VÜN am 24. Aug. 2020
- Rechtliche und inhaltliche Bewertung
 - Einzelne weitere Klärungen wurden nachgereicht
 - Inputdaten geeignet, Methodik entspricht üblichen Standards
 - Im Bericht dargestelltes Vorliegen struktureller Engpässe nachvollziehbar
- E-Control hat den Bericht per Bescheid vom 24. Sept. 2020 angenommen

Vorschlag Aktionsplan und Maßnahmen

- Die Feststellung eines **strukturellen Engpasses** innerhalb einer Gebotszone ist Grundlage für einen Aktionsplan gem. Art. 15
- Mittels Aktionsplan soll dargelegt werden, wie die Vergabe von grenzüberschreitender Verbindungskapazität jährlich entlang einer **linearen Verlaufskurve bis 2025** soweit gesteigert werden kann, dass **spätestens 2025 das 70 % -Ziel** erreicht ist
- Dazu soll der **Aktionsplan folgende Maßnahmen** umfassen:
 - Optimierung des Bestandsnetzes
 - Netzausbau
 - Verbessertes Engpassmanagement
 - Neuregelung Netzreserve
 - Redispatch-Kooperationen
 - Redispatch-Kostentragung mit Lenkungseffekt?
 - Flow Based basierte Kapazitätsberechnungen



Stakeholder Workshop

Maßnahmen des Aktionsplans

01.10.2020

Maßnahmen des Aktionsplans

zur Ermöglichung der Mindestkapazität von 70%



Netzausbau und -optimierung

Optimierung- und
Verstärkung des Bestandsnetzes

Ausbau des Übertragungsnetzes



Absicherung/Erweiterung Engpassmanagement

Neuregelung Netzreserve – Absicherung der
erforderlichen Redispatch Kapazitäten

Erschließung zusätzlicher, nationaler Redispatch-
Potentiale (Kraftwerke, flexible Verbraucher, Speicher)

Optimierung des international koordinierten EPM



Optimierung Kapazitätsmanagement

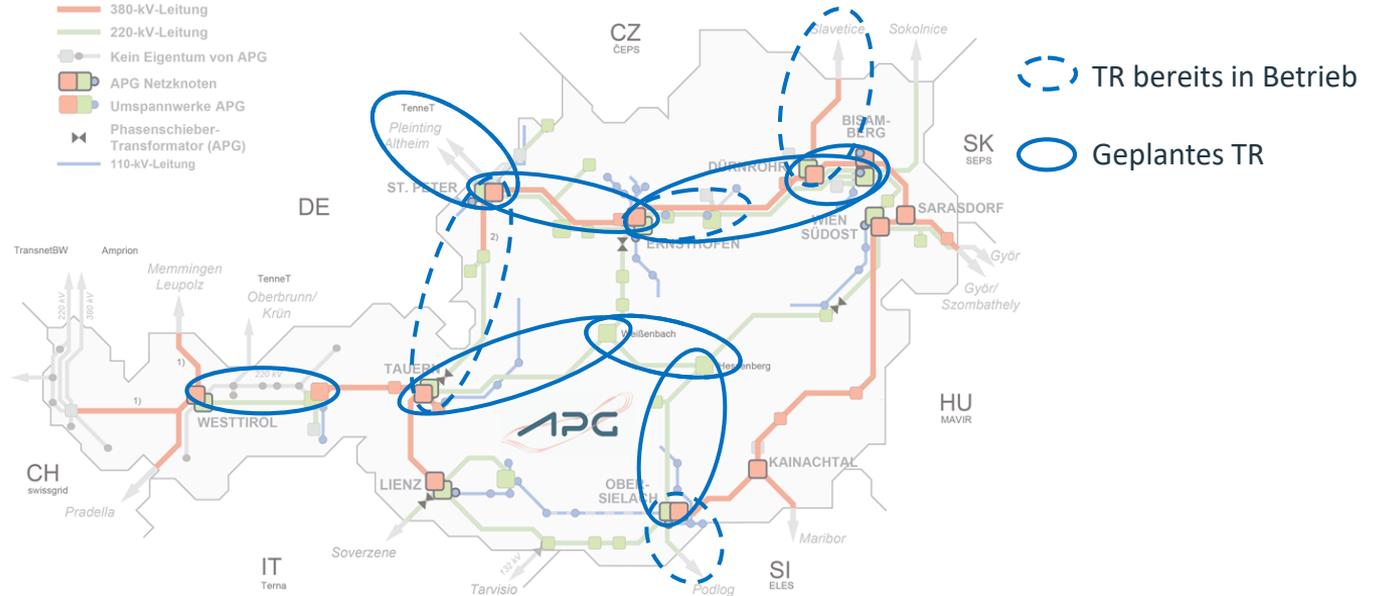
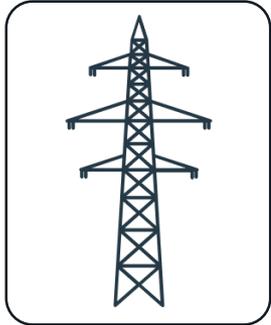
Verbesserung der international koordinierten
Prognoseprozesse und Kapazitätsvergabe

(Flow-Based Market Coupling)



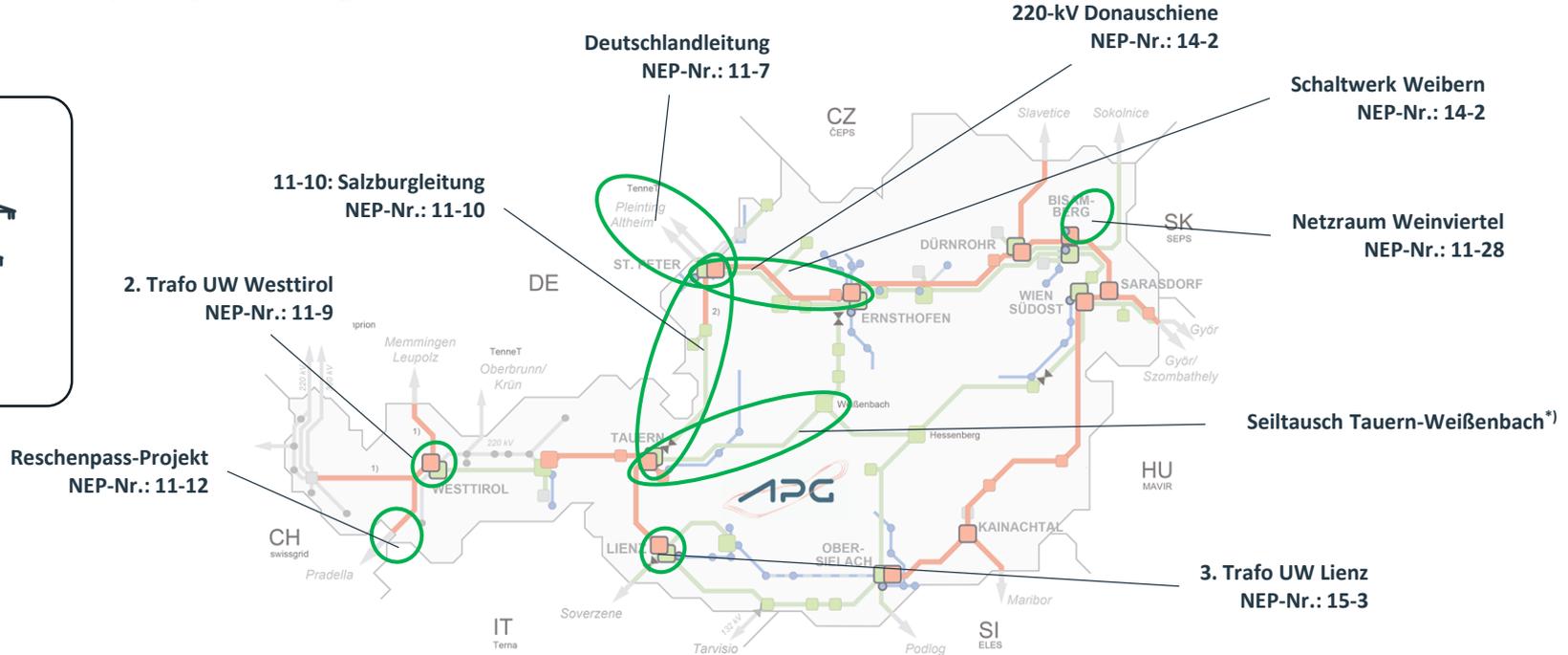
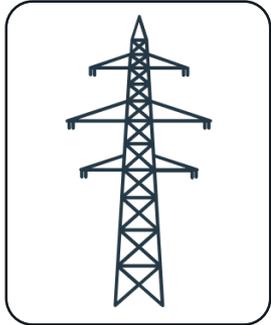
Optimierung des Bestandsnetzes

Thermal Rating: Bestand und geplante Erweiterung



Netzausbau

Netzausbauprojekte gemäß NEP



 Die Netzoptimierungs- und Ausbauprojekte fokussieren auf die festgestellten Engpässe

^{*)} Keine NEP-Nummer vergeben

Projekte Netzausbau & Optimierung

Geplante Inbetriebnahmen



TR/NEP-Nr.	Projektname	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ausbau	220-kV Donauschiene	X					
Opt	220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen		X				
Opt	220-kV-Leitung St. Peter – Deutschland		X				
Ausbau	220-kV-Leitung Tauern – Weißenbach		X				
Opt	220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg		X				
Opt	220-kV-Leitung Ernsthofen – Bisamberg		X				
Opt	220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Zilller		X				
Ausbau	3. Trafo UW Lienz		X				
Opt	220-kV-Leitung Hessenberg – Obersielach			X			
Opt	380-kV-Leitung Dürnrrohr – Bisamberg			X			
Ausbau	Netzraum Weinviertel			X			
Ausbau	220-kV Donauschiene (SW Weibern)				X		
Ausbau	Reschenpass-Projekt				X		
Ausbau	Deutschlandleitung					X	
Ausbau	2. Trafo UW Westtirol					X	
Ausbau	Salzburgleitung						X

Maßnahmen des Aktionsplans

zur Ermöglichung der Mindestkapazität von 70%



Netzausbau und -optimierung

Optimierung- und
Verstärkung des Bestandsnetzes

Ausbau des Übertragungsnetzes



Absicherung/Erweiterung Engpassmanagement

Neuregelung Netzreserve – Absicherung der
erforderlichen Redispatch Kapazitäten

Erschließung zusätzlicher, nationaler Redispatch-
Potentiale (Kraftwerke, flexible Verbraucher, Speicher)

Optimierung des international koordinierten EPM



Optimierung Kapazitätsmanagement

Verbesserung der international koordinierten
Prognoseprozesse und Kapazitätsvergabe

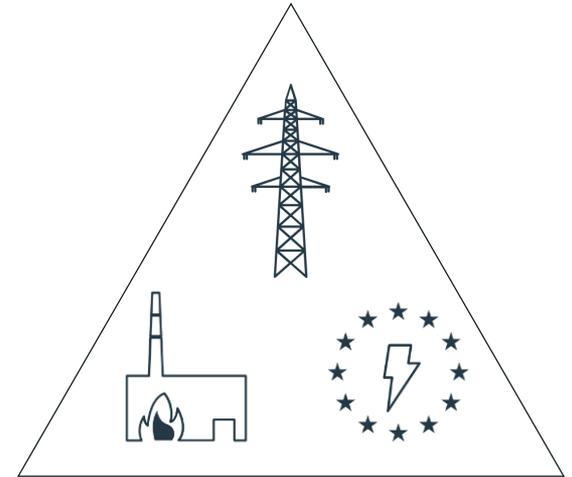
(Flow-Based Market Coupling)



Aktionsplan Maßnahmen

Wesentliche Schlussfolgerungen

- Das **Maßnahmenportfolio** umfasst **legistische, methodische und infrastrukturelle Maßnahmen** zur Ermöglichung der 70% bis 1.1.2026
- Verbesserte **internationale Koordinierung des Kapazitätsmanagements ein wichtiger Schritt** in der immer enger verschränkten europäischen Stromwirtschaft
- Die Absicherung der notwendigen **Redispatchkapazitäten, und die Erweiterung des Potentials sind** unabdingbare Notmaßnahmen zur **Überbrückung**
- **Nachhaltige Lösung** nur durch eine den Anforderungen entsprechende Netzinfrastruktur möglich → **Netzoptimierung und v.a. Netzausbau**



Erreichung des 70% Kriteriums ist ohne zeitgerechte Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsplans nicht möglich (insb. Netzausbaumaßnahmen)

Konsultationsphase Aktionsplan und weitere Schritte

- Die Entscheidung der Erstellung eines Aktionsplanes ist Gegenstand einer **Konsultationsphase** bis **23.10.2020**
- Eine schriftliche Einladung (E-Mail) folgt
- Rückmeldungen bitte an: vi2@bmk.gv.at
- Die Europäische Kommission und ACER werden über die Beschlussfassung Ende Oktober informiert werden (Art. 14 Abs. 7 Strombinnenmarkt-VO)

Zeitplan

24.09.2020

Annahme des zuletzt am 17.09.2020 durch APG vorgelegten Berichtes über strukturelle Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz gem. Art. 14 Abs. 7 Strombinnenmarkt-VO durch den Regulator

01.10.2020

Stakeholderdialog

02.10.2020 – 23.10.2020

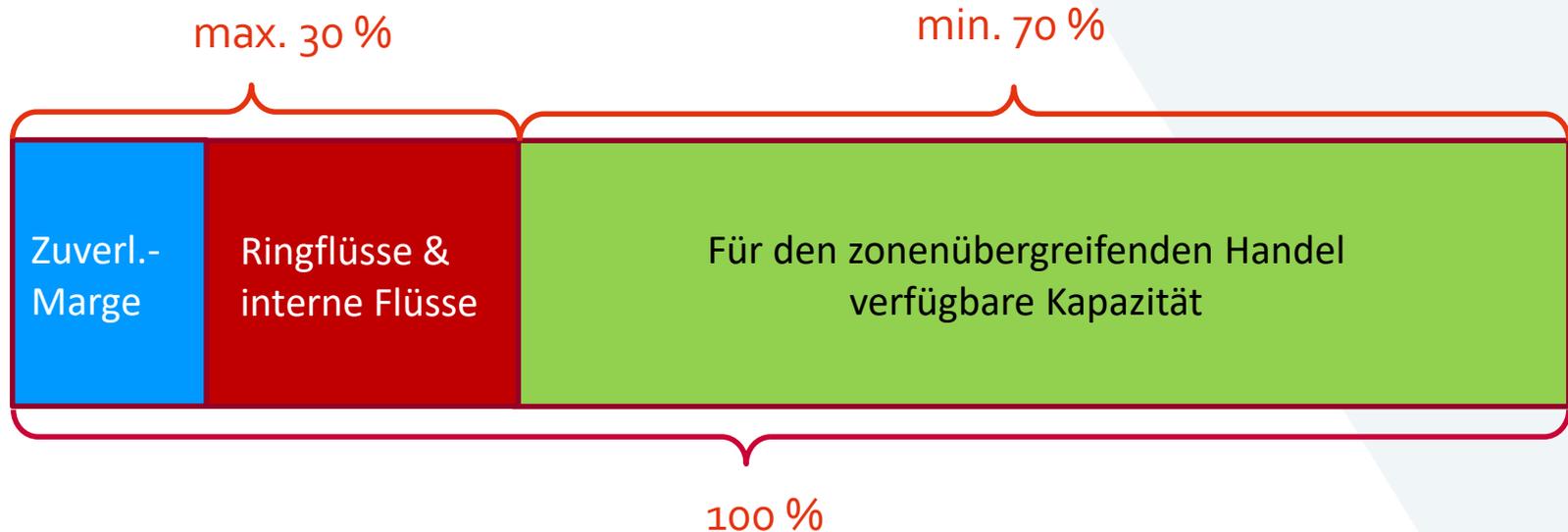
Konsultationsphase über die Entscheidung der Erstellung eines Aktionsplans

27.10.2020

*Information über den Beschluss der vorgesehenen Maßnahme an EK und ACER
(Art. 14 Abs. 7)*

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Berechnung des 70 %-Mindestwerts



(unter Berücksichtigung von Betriebssicherheitslimits und Ausfallvarianten)