



Grundsätze der Entry-Exit-Tarifierung

Ein Projekt im Auftrag von E-Control

Präsentation des Zwischenberichts

Dr. Konstantin Petrov, Bert Kiewiet, Benedikt Schuler, David Balmert

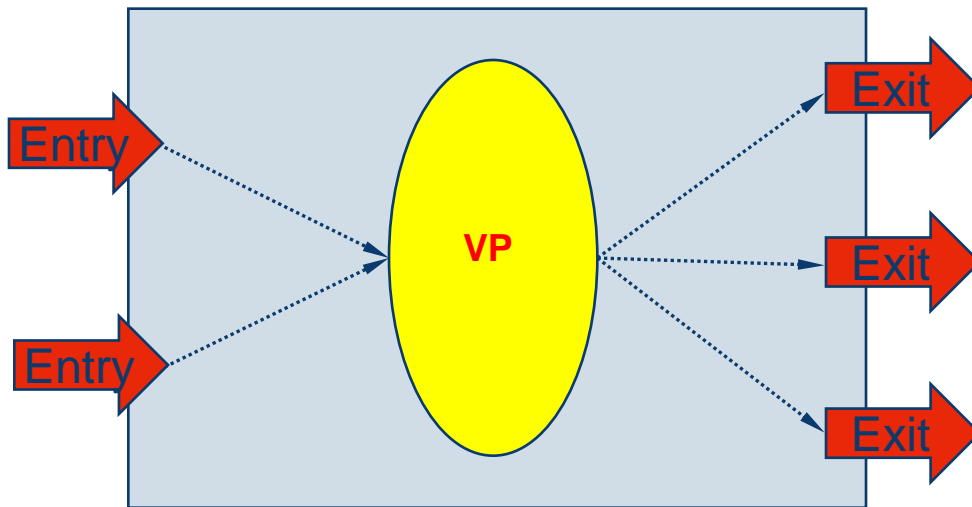
Wien, 20. Dezember 2011

Agenda

- Konzeptionelle Grundlagen des Entry-Exit-Modells
- Ergebnisse der Länderanalysen
- Kapazitätsmanagement
- Zwischenergebnisse

Grundsätzlicher Aufbau E/E-Modell

Entry- und Exitkapazitäten werden unabhängig voneinander gebucht und in die Bilanzgruppe eingebracht – es existiert kein vorgegebener Transportpfad zwischen einzelnen Punkten (freie Zuordenbarkeit).



In E/E-Systemen gibt es typischerweise einen virtuellen Handelspunkt (**VP**), an dem Gas unabhängig von E/E-Kapazitäten gehandelt werden kann.

E/E-Punkte können einzeln behandelt oder zu Einspeise- bzw. Ausspeisezonen zusammengelegt werden.

Kapazitätsprodukte

Die Ausgestaltung des Produktportfolios ist der Ausgangspunkt für die Tarifierung.

- Kurz- (Tages-, Monats-) und langfristige Kapazitäten (Jahres- und Mehrjahresprodukte)
- Feste und unterbrechbare Kapazitäten
- Ggf. beschränkt zuordenbare Kapazitäten
- Backhaul-Kapazitäten
 - Gegen die physische Flussrichtung, unterbrechbar
- Kurzstreckentransporte
 - Falls für sehr kurze Strecken unverhältnismäßig hoher Tarif in E/E-Systematik
- **Standardprodukt:** feste Kapazitäten, einjährig

Tarifgrundsätze entsprechend des 3. BMP

Fundamentale Grundsätze sind in Richtlinie 2009/73/EG und Verordnung (EG) Nr. 715/2009 enthalten.

- Netznutzungsentgelte werden getrennt für Ein- und Ausspeisepunkte festgelegt:
 - ökonomisch effizient
 - kostenreflektierend
 - transparent
- Kostenallokations- und Tarifierungsmethode werden durch die nationale Regulierungsbehörde genehmigt
- Seit dem 03.09.2011 müssen die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass (nach einer Übergangsfrist) die Entgelte vertragspfadunabhängig sind

Grundlagen für die Tarifgestaltung

Die Strukturierung der Netzentgelte kann anhand verschiedener Kriterien vorgenommen werden.

- Leistungs- und Arbeitspreise
 - separate Arbeitspreise für Brennstoffgas?
- Zeitliche Differenzierung
 - Anwendung von Saisonalitätsfaktoren (potenziell unterschiedliche Tarife abhängig von der Jahreszeit)
 - Unterscheidung der Tarife anhand der Kapazitätslaufzeiten (potenziell Aufschläge bei kürzeren, Abschläge bei längeren Kapazitätslaufzeiten).
- Geographische Differenzierung
 - Uniforme, zonale oder nodale Preisdifferenzierung

Ableitung der E/E-Tarife

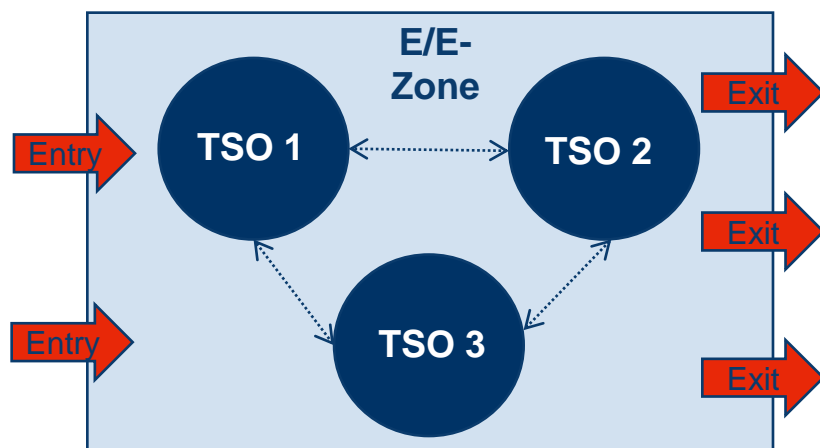
Neben den fundamentalen Grundsätze der Tarifierung sind weitere Ziele und Nebenbedingungen zu beachten.

- Vermeidung von erheblichen regionalen Unterschieden
- Sicherstellung von Wettbewerbsneutralität für bestimmte Bereiche wie heimische Gasproduktion und Speicheranlagen
 - Anwendung von einheitlichen Entgelten oder Entgelten mit eingeschränkter geographischer Differenzierung an Produktions- und Speicherpunkten
- Minimierung der Auswirkungen der Änderung der Entgeltsystematik auf Gastransportkunden
- Gewährleistung von hoher Transparenz
- Steuerung der Komplexität und der Transaktionskosten

Gestaltung der E/E-Zonen für Preisbildung

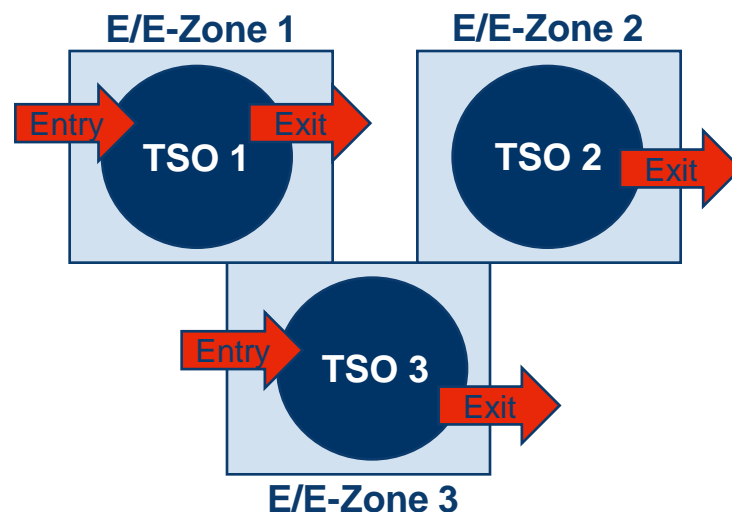
Die Kostenverteilung kann aufgrund von zwei prinzipiellen Modellen erfolgen: integriert für das Marktgebiet oder separiert für jedes Netz.

Integrierte E/E-Zone



- E/E- Entgeltsystem abstrahiert von Eigentumsverhältnissen
- Die Kostenverteilung erfolgt einheitlich und simultan für das Marktgebiet und resultiert in adäquate Preissignale
- In Abhängigkeit vom Kapazitätsvermarktungsmodell kann dieser Ansatz einen Ausgleichsmechanismus erforderlich machen

Separierte E/E-Zonen

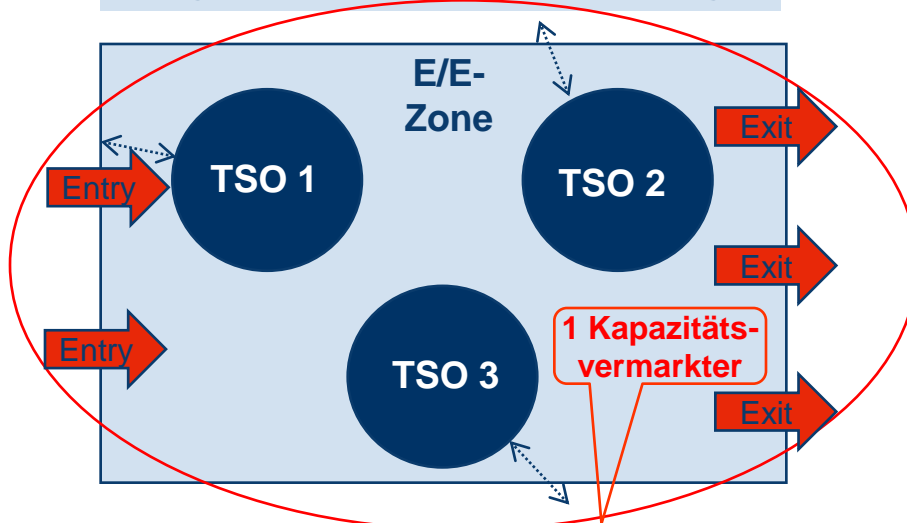


- E/E- Entgeltsystem reflektiert Eigentumsverhältnisse
- Die Kostenverteilung erfolgt für jedes Netz getrennt und resultiert in fragmentierten Preissignalen
- Das Modell erfordert keinen Ausgleichsmechanismus

Erlösausgleichsmechanismen

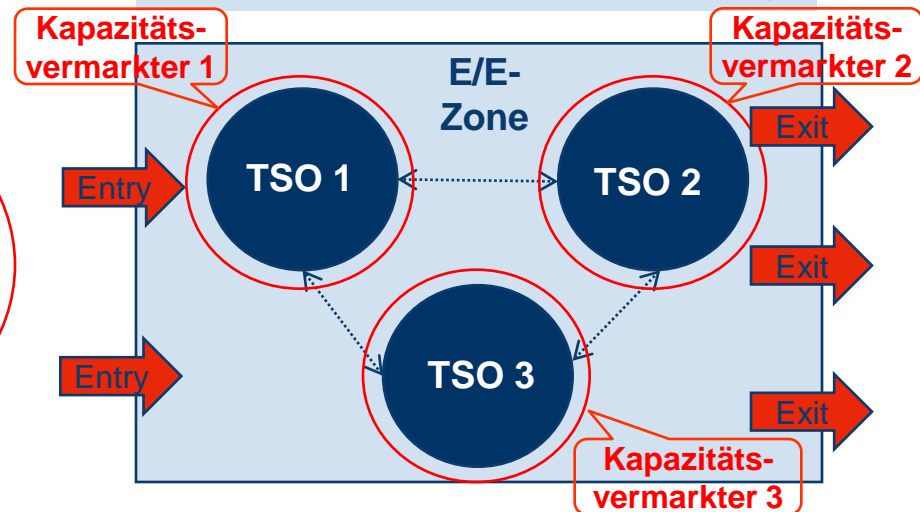
In Abhängigkeit von der Kapazitätsvermarktung kann der Erlösausgleich automatisch oder durch eine explizite Verrechnung erfolgen.

Integrierte Kapazitätsvermarktung



- Integrierte Vermarktung der Kapazität durch einen Verantwortlichen für das Marktgebiet
- Erlöse erhält der Kapazitätsvermarkter
- Erlösverteilung (Erlösanpassungen wegen Mengenabweichungen) erfolgt automatisch durch den Kapazitätsvermarkter
- Erfordert Akzeptanz der TSOs

Individuelle Kapazitätsvermarktung

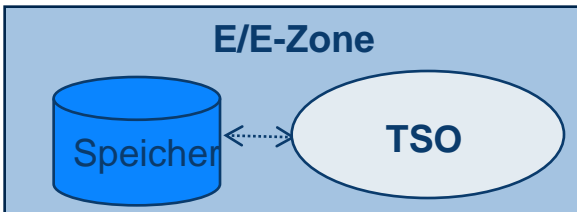


- Individuelle Vermarktung der Kapazität durch die TSOs
- Erlöse gehen direkt an die TSOs
- Erlösausgleich erfolgt durch eine explizite Verrechnung zwischen den TSOs
- Erlösanpassungen wegen Mengenabweichungen integriert im Ausgleichsmechanismus
- Höhere Komplexität durch die Inter-TSO-Verrechnung

Speicher Netzentgelte – Optionen

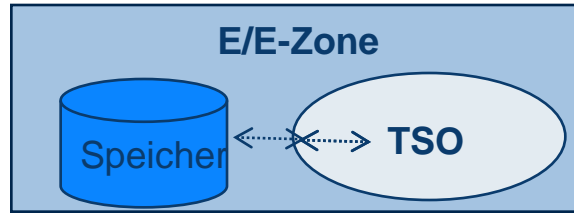
Bei der Ausgestaltung der Netzentgelte für Speicher können unterschiedliche Kostenanteile berücksichtigt werden.

Shallow - Ansatz



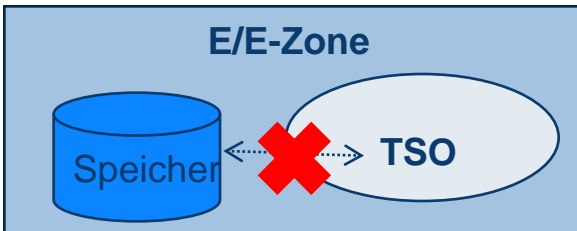
- Direkt zuordenbare Kosten (ohne Netzverstärkung)
- Simpel und transparent
- Kosten der Netzverstärkung verteilt auf die E/E-Punkte

Deep - Ansatz



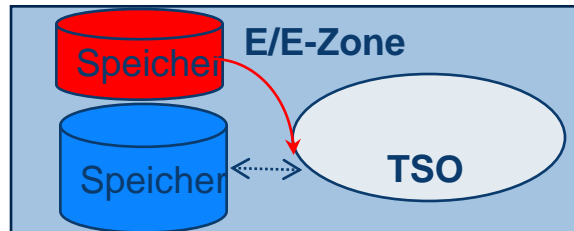
- Direkt zuordenbare Kosten (inkl. Netzverstärkung)
- Komplexer und weniger transparent
- Berücksichtigung der Kausalität und des Kostenverursachungsprinzips

Sozialisierungsansatz



- Keine Kostenzuordnung
- Kosten verteilt auf andere E/E-Punkte
- Keine Berücksichtigung der Kausalität und des Kostenverursachungsprinzips

Netback - Ansatz



- Wettbewerbsfähigkeit berücksichtigen
- Erfordert Annahmen /Kenntnisse bezüglich der Vergleichsanlagen
- Entkoppelt von Kosten, keine Berücksichtigung der Kausalität und des Kostenverursachungsprinzips

Agenda

- Konzeptionelle Grundlagen des Entry-Exit-Modells
- Ergebnisse der Länderanalysen
- Kapazitätsmanagement
- Zwischenergebnisse

Übersicht Länderanalyse

	BE	DE	FR	IT	SR	CZ	Auswertung
Entry-Exit	1	1	1	1	1	1	6
Signifikante Transitströme	1	1	0	0	1	1	4
Transit voll integriert	0	1	1	1	1	0,5	4,5
Ein Marktgebiet	1	0	0	1	1	1	4
VHP	0	1	1	1	0	1	4
Kapazitätsentgelt	1	1	1	1	1	1	6
Arbeitsentgelt	1	0	0	1	0	1	3
Gas-in-Kind	0	0	0	1	1	0	2
Bündelprodukte	1	1	1	0	0	1	4
Unterbrechbare Kapazitäten	1	1	1	1	1	1	6
Discount für unterbrechbare Kapazitäten	1	1	1	1	1	1	6
Kapazitäten mit eingeschränkter Zuordenbarkeit	1	1	0	0	0	0	2
Aufpreis für unterjährige Kapazitäten	1	0	1	1	1	1	5
Saisonalitätsfaktor Grenze	0	0	0	0	0	0	0
Saisonalitätsfaktor Inlandsexit	1	0	1	0	0	0	2
Separate Behandlung Speicher	1	0	1	0,5	0	1	3,5
Örtliche Differenzierung Grenze	0,5	0,5	1	1	1	1	5
Örtliche Differenzierung Inland	0	0,5	0	1	0		1,5

1=Ja; 0=Nein; 0,5=teilweise

Deutschland: Nur ausgewählte Netzbetreiber

Belgien: Neues System ab Oktober 2012

20.12.2011

12



Tarifierungsmethode

Innerhalb Europas zeichnet sich ein deutlicher Trend zur Harmonisierung von Regulierungs- und Tarifierungsmethoden ab.

- Zulässige Erlöse/Tarife in den meisten Fällen auf Basis einer Revenue-Cap-Regulierung
 - Slowakei: Initialbenchmark mit Tarifen in vergleichbaren EU-Ländern
 - Italien: Kostenbasierte Regulierung für Kapitalkosten, Cap-Regulierung für Betriebskosten
- Entry-Exit-Modell im Grundsatz überall verwendet
 - mehrheitlich Verwendung eines virtuellen Handlungspunktes
- In vielen Fällen sind Anpassungen kurzfristig geplant oder möglich
 - neues Tarifsystem in Belgien ab Oktober 2012



Tarifierungsmethode

Im Detail liegen jedoch noch deutliche Unterschiede vor, unter anderem aufgrund der strukturellen Unterschiede zwischen Ländern.

- Vereinzelt besondere Bedingungen für Transit bzw. Beschränkungen der freien Zuordenbarkeit von Kapazitäten
 - Unterscheidung zwischen grundsätzlicher Beschränkung der freien Zuordenbarkeit (Belgien) und optionalem Produkt (Deutschland)
- Trend zur Verringerung der Anzahl der Marktgebiete
 - Markt- und Netzgebiete nicht immer deckungsgleich
- Erste Versuche mit Bündelprodukten im Kurzfristmarkt
- Erste Beispiele für die Verwendung von Auktionen zur Primärkapazitätsvergabe
 - Deutschland (grundsätzlich), Frankreich (eingeschränkt)



Tarifstruktur

Arbeitsentgelte, örtliche Differenzierung (Inlandsexit) und Saisonalitätsfaktoren für Transit spielen keine übergeordnete Rolle.

- Grundsätzliche Verwendung von Kapazitätsentgelten, in einigen Fällen zusätzliche Verwendung von Arbeitsentgelt bzw. Gas-in-Kind-Komponente
- Tarife an Grenzübergangspunkten häufig örtlich differenziert
- Inlandsexit häufig ohne örtliche Differenzierung
 - Ausnahmen Italien und einzelne deutsche TSO
- Unterjährige und mehrjährigen Kapazitäten
 - Saisonalitätsfaktoren am Inlandsexit
 - Keine Saisonalitätsfaktoren an Grenzübergangspunkten
 - Preisaufschlag für unterjährige Kapazitäten üblich



Tarifstruktur

In den meisten Ländern finden sich sehr ähnliche Elemente in den Tarifstrukturen und Tarifbedingungen.

- In einigen Ländern separate Behandlung von Speicher- und Produktionspunkten
 - Tendenz zu niedrigeren Tarifen an diesen Punkten
- Unterbrechbare Kapazität in der Regel mit deutlichem Preisabschlag
 - 10% bis 50% üblich, auch abhängig von Unterbrechungsrisiko
- Backhaul-Kapazität nicht immer angeboten
 - deutlicher Preisabschlag
- Einzelfälle: beschränkt zuordenbare Kapazitäten
 - z.B. Deutschland, Preisabschlag je nach Netzbetreiber zwischen 0% und 50%



Agenda

- Konzeptionelle Grundlagen des Entry-Exit-Modells
- Ergebnisse der Länderanalysen
- Kapazitätsmanagement
- Zwischenergebnisse

Evaluierung der verfügbaren Kapazität

Die dem Markt verfügbar zu machenden Kapazitäten werden mit einer Lastflusssimulation und verschiedenen Versorgungsszenarien berechnet.

Input: Temperaturszenarien

- Vorhergesagte Abnahme bestimmter Kundengruppen:
 - Haushalte ($f(T)$)
 - Industrie
 - Stromerzeugung, Import/Export
- Annahmen zu:
 - Gasproduktion
 - Nutzung der Grenzkapazitäten
 - Nutzung der Speicherkapazitäten

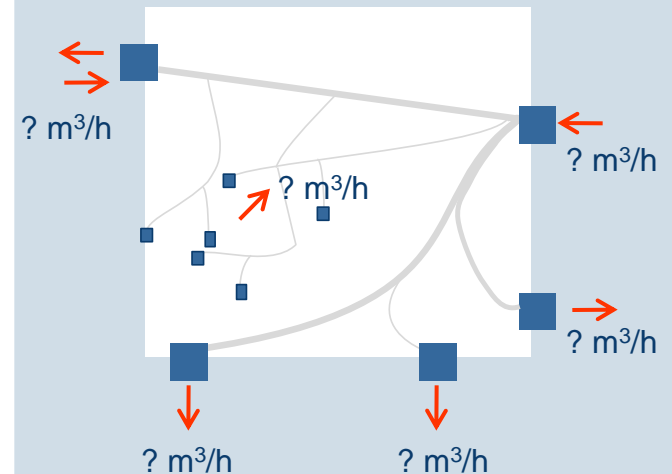
Engpässe: Technische Restriktionen des Netzes

- Technische Kapazität an einem Entry/Exit Punkt
- Nachfrage = Angebot (ausgeglichene Szenarien)
- Minimal- und Maximaldruck
- Installierte Verdichterkapazität

Output: Lassen sich Ein- und Ausspeisungen abbilden?

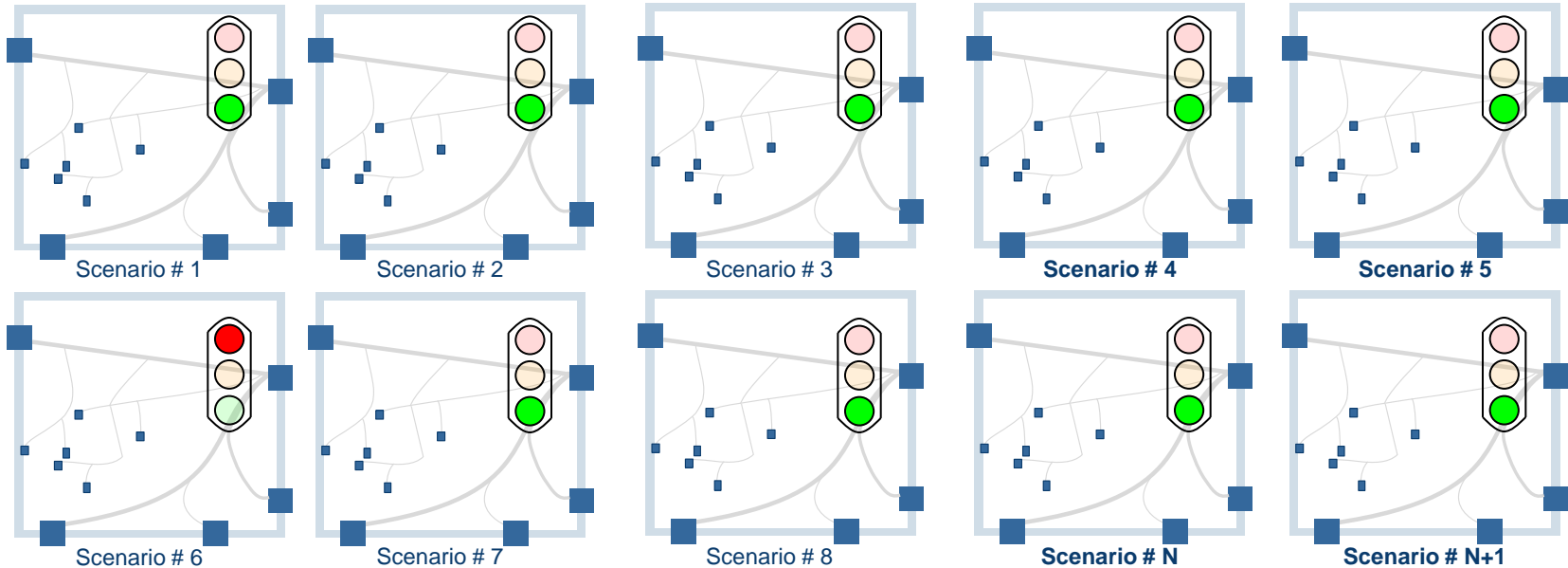
- Simulationsstatus: "Erfolg" / "Ungenügend"
- Nutzung der Teilnetze / Verdichterstationen

SIMULATIONSMODELL



Szenarien

Szenarien imitieren das potenzielle Händlerverhalten. Lastflusssimulationen prüfen, ob das Netz in den Szenarien stabil bleibt.



- Die maximal buchbare Kapazität an einem Einspeise-/Ausseisepunkt ist die Kapazität, die sich bei *allen* Szenarien ergibt.
- Technische Kapazität \geq maximal buchbare Kapazität \geq Summe der gebuchten Kapazitäten

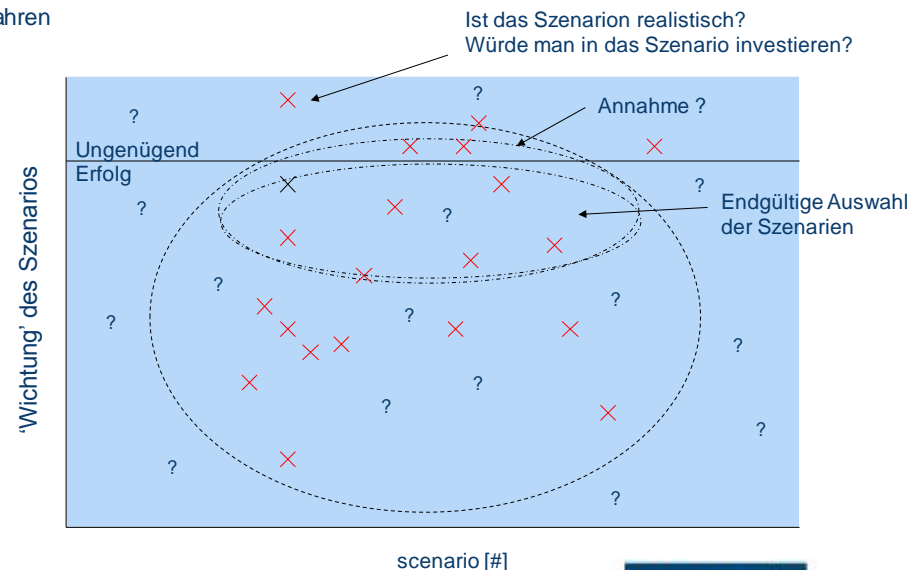
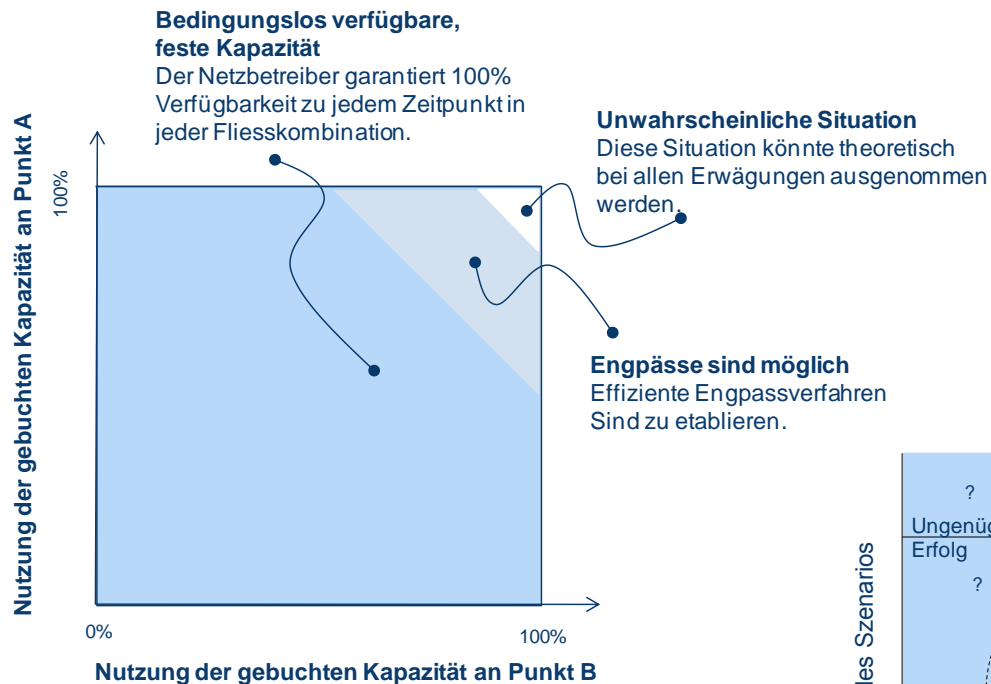
Analyse der Szenarioläufe

Netznutzer/Shipper sollten die gebuchten Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten in jeder Kombination und Höhe nutzen können.

- Ausgangsfrage: Können Netznutzer die von ihnen gebuchten Kapazitäten immer frei und unabhängig voneinander nutzen?
- Die Szenarien sollten jede mögliche Verhaltensweise der Netznutzer wiedergeben. Vom Grundsatz her sind alle Entry- und Exitkombinationen zu berücksichtigen.
- Der Freiheitsgrad und die entsprechende Anzahl der Kombinationen ist jedoch sehr hoch!
- Es wird explizit hervorgehoben, welche theoretisch möglichen **Kombinationen** von Einspeise-/Ausspeiseflüssen in den Annahmen **nicht berücksichtigt** werden.

Wahl der Angebot/Nachfrage-Szenarien

Szenarien berücksichtigen einerseits die Maximierung der freien Zuordenbarkeit, andererseits die effiziente Kapazitätsbereitstellung.



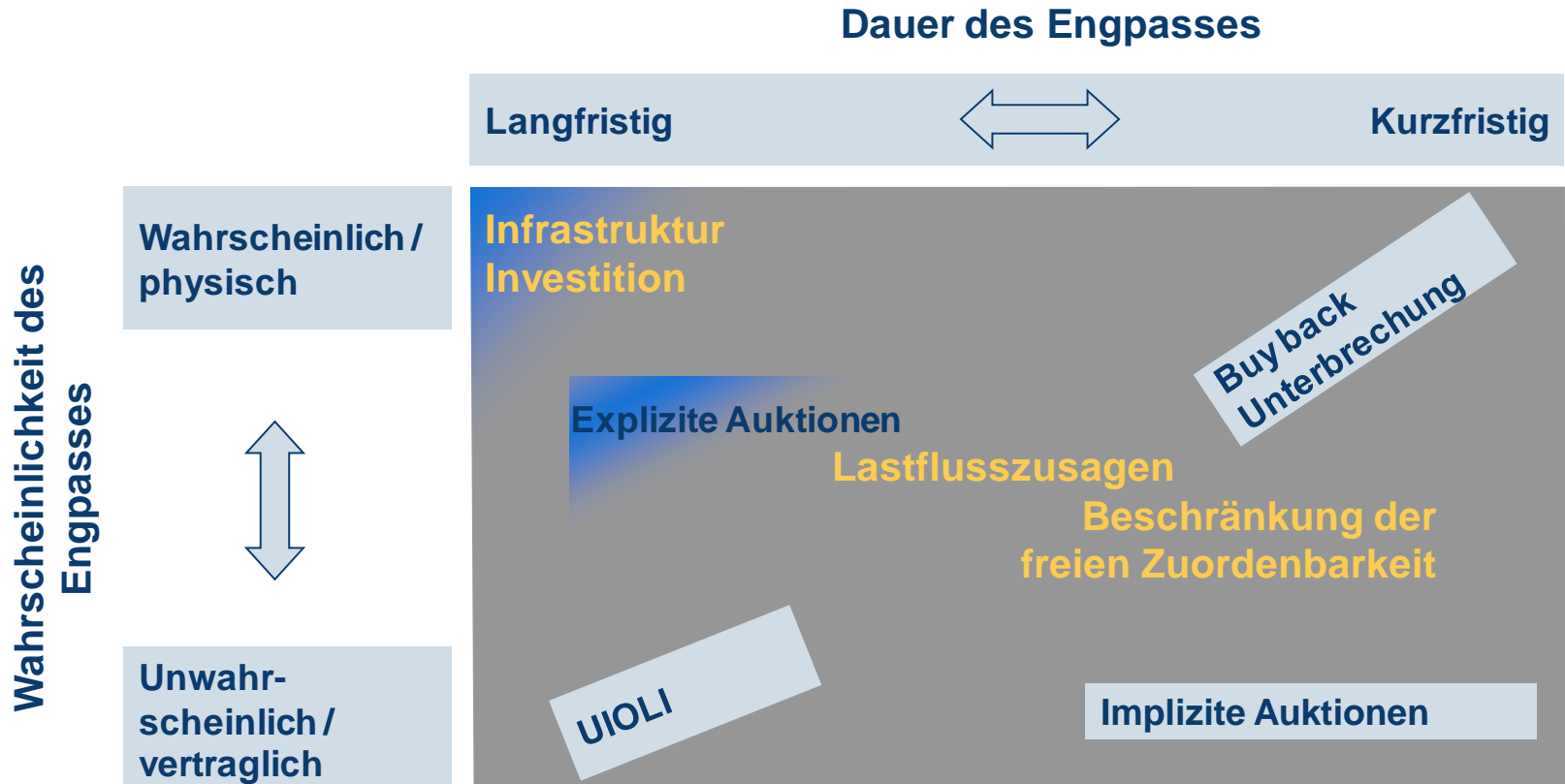
Kapazitätsberechnung

Die verfügbare Kapazität ist die Differenz zwischen der berechneten und der bereits gebuchten Kapazität an Ein-/Ausseispunkten.

- **Verfügbare Kapazitäten:**
 - Positive Differenz zwischen technischer Kapazität und der Summe aller gebuchten festen Kapazitäten zu einem bestimmten Zeitpunkt
 - Verfügbare Kapazitäten werden auf jährlicher Basis berechnet, aber sollten innerhalb des Jahres regelmäßig überprüft werden. Je nach Buchungslage kann dies zu einer Neu-Optimierung der gesamt verfügbaren Kapazität führen.
 - Limitiert durch technische Kapazität, kurzfristige Erhöhung jedoch durch nicht-nominierte Kapazitäten möglich (UIOLI)
 - Abhängig von angebotenen Kapazitätsprodukten, Kapazitätsallokation und Engpassmanagement
- Das Netz gilt als ausgebucht, wenn keine freien festen Kapazitäten mehr verfügbar sind; zusätzliche Kapazität kann auf unterbrechbarer Basis angeboten werden

Engpassbeseitigung

Die Beseitigung erfolgt in Anlehnung an die Eigenschaft eines vorher festgestellten oder nachher auftretenden Engpasses.



Lastflusszusagen

Lastflusszusagen sind eine verbindliche Abrufbarkeit der Nominierung. Sie erhöhen die Netzkapazität.

- Lastflusszusagen sind bei möglichen Engpässen einzusetzen
 - An internen Koppel- und Speicherpunkten wie auch an Importpunkten
 - Lokale Abfragen sind notwendig, schränken jedoch Anbieterkreis ein
 - Kosten für Lastflusszusagen hängen auch vom Vergabeverfahren ab
- Beschaffung von LFZ per Ausschreibungen ist kritisch
 - Die Beschaffung sollte kleine Kontraktleistung und kurze Laufzeiten berücksichtigen, damit auch kleinere Portfolien teilnehmen können
 - Die Vergütung sollte ausschließlich auf Commodity-Basis erfolgen
 - Die Anzahl der Anbieter für LFZ ist potentiell beschränkt. Dies kann negative Auswirkungen auf die Beschaffungskosten der LFZ haben

Beschränkt zuordenbare Kapazitäten

Beschränkt zuordenbare Kapazitäten betreffen nur die Buchung. Sie erhöhen die Netzkapazität mit geringer Verbindlichkeit.

- Einschränkung der freien Zuordenbarkeit kann nur unter Umständen den Anteil der frei zuordenbaren Kapazität erhöhen
 - Allerdings ist insbesondere Kenntnis des Abnahmeprofiles erforderlich
 - Bezug auf Einspeisepunkt Baumgarten in jedem Fall wahrscheinlich
- Dynamisch oder einfach beschränkte Zuordenbarkeit stellt zwar gegebenenfalls eine Sicherheit für den Netzbetreiber dar, aber
 - reduziert Auktionierbarkeit der Kapazitätsprodukte und erhöht Komplexität der Vergabe und Preisung
 - stellt an sich noch keine Verbindlichkeit der Nominierung dar
 - reduziert Angebot für Regelenergie und Ausgleichsmechanismen
 - entfernt Gashandelsumsatz vom VHP

Kapazitätszuweisungsmechanismus

Es sind verschiedene Kapazitätszuweisungsmechanismen denkbar. Auktionen sind die einzige marktorientierte Vergabemethode.

Kapazitätszuweisungsmechanismen müssen ...

- angemessene ökonomische Signale für die effiziente und maximale Nutzung der technischen Kapazität liefern,
- Investitionen in neue Infrastruktur erleichtern und den grenzüberschreitenden Erdgashandel erleichtern,
- kompatibel mit den Marktmechanismen einschließlich Spotmärkten und „Trading Hubs“ sein und
- mit den Netzzugangsregelungen der Mitgliedstaaten kompatibel sein.

Kapazitätszuweisungsmechanismen

Nicht Markt-orientiert

- First come, first serve
- Pro rata
- Lotterie
- Open Season
- Use-it-or-lose-it (UIOLI)

Markt-basiert

- Auktionen

Auktionen

Auktionen dienen einer effizienten Allokation der Kapazität über die Findung der Zahlungsbereitschaft der Netznutzer.

Erlöse aus der Auktion müssen im Einklang mit der Regulierung sowohl hinsichtlich der zulässigen Erlösen als auch für den Investitionsbedarf Berücksichtigung finden.

Kapazitätsauktionen ...

- sollten ein belastbares und nachhaltiges Signal für die Kosten der Engpassbeseitigung aussenden
- ermöglichen die verbindliche Nutzung von Kapazitäten über angemessene Zeiträume und mit ausreichenden Fristen
- müssen die effiziente Zuteilung der verfügbaren Kapazität an eine Vielzahl von Netznutzern ermöglichen

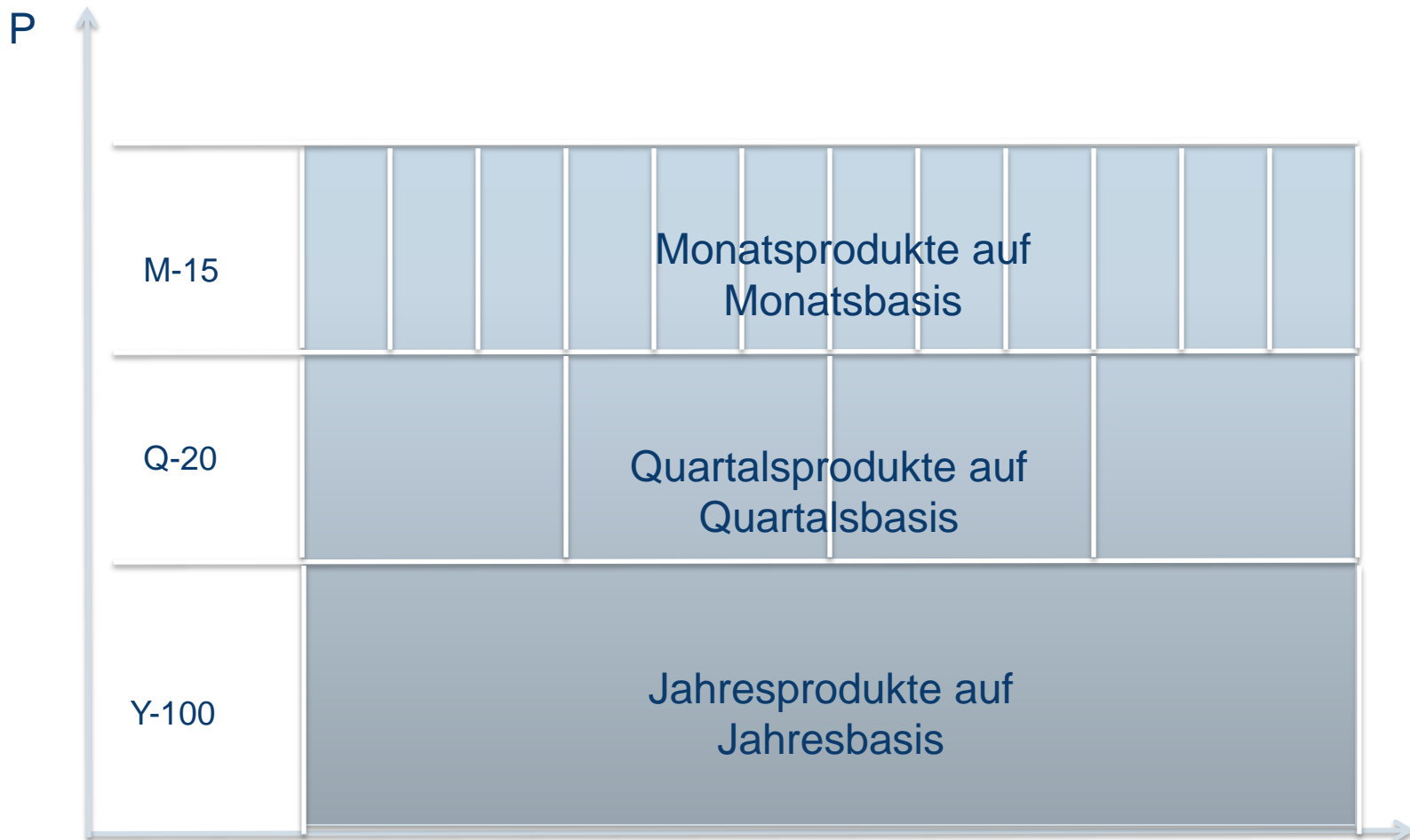
Auktionen im Kapazitätsmarkt

Die Ausgestaltung von Kapazitätsauktionen sollte die effiziente Preisfindung und die Markträumung weitestgehend sicherstellen.

- Explizite Preis-Volumen-Auktion: Bieter geben ihre Kapazitätsnachfrage bei dem Ausgangspreis ab. Der Preis wird solange angehoben, bis die Gesamtnachfrage aller Bieter die angebotene Kapazität trifft/unterschreitet.
- Gebündelte Kapazitäten: Alle Anbieter einer Kapazität zwischen zwei Bilanzonen sollten die Kapazität zum selben Zeitpunkt in der selben Auktion zusammenführen.
- Mehrere Runden mit ansteigendem Preis: Ermöglicht effiziente Preisfindung, da eigene Einschätzung hinterfragt werden kann. Kleinere Preisveränderung am Ende kommt dem Ziel einer möglichst hohen Markträumung entgegen.
- Offene Gebotskurve: Alle Bieter sehen das aggregierte Gebot und damit den Grenzpreis. Ermöglicht Bietern Preis-Rückkopplung zum eigenen Bedarf.
- Beschränkung des Volumens pro Bieter: Erhöht gerade bei Auktionen, in denen nur ein geringer Teil der Gesamtkapazität vermarktet wird, die Diversifizierung.

Auktionsprodukte

Auktionsprodukte sollten mit dem Handelsprodukt fungibel sein und ihrer Laufzeit entsprechend vergeben werden.



Agenda

- Konzeptionelle Grundlagen des Entry-Exit-Modells
- Ergebnisse der Länderanalysen
- Kapazitätsmanagement
- Zwischenergebnisse

Zwischenergebnisse

Das derzeitige österreichische Tarifsystm bedarf einer Anpassung.

- Das zukünftige Tarifsystm wird durch Vorgaben europäischer und österreichischer Rechtssetzung, österreichische Besonderheiten und die Entwicklung in anderen EU-Ländern bestimmt, insbesondere der direkten Nachbarländer.
- Vorschläge von KEMA basieren auf rechtlichen Rahmenbedingungen, internationalen/europäischen Erfahrungen, eigenen Überlegungen und bisherigen Diskussionen mit E-Control und den Netzbetreibern.
- Nur **Marktgebiet Ost** wird berücksichtigt.
- Im Folgenden dargestellte Ergebnisse stellen den **bisherigen Stand** der Überlegungen und **Diskussion** dar.

Zwischenergebnisse

Tarifsystem muss Bedeutung von Transitflüssen angemessen berücksichtigen.

- Gefordert ist ein **integriertes, entkoppeltes Entry-Exit-Tarifsystem** ohne Vertragspfadabhängigkeit
- Marktgebiet Ost als **ein netzbetreiberübergreifendes Marktgebiet**
 - Entry- und Exit-Kapazitäten nur bei Betreten oder Verlassen des Marktgebietes zugänglich
- Einrichtung eines aus dem gesamten Marktgebiet frei zugänglichen **virtuellen Handlungspunktes**

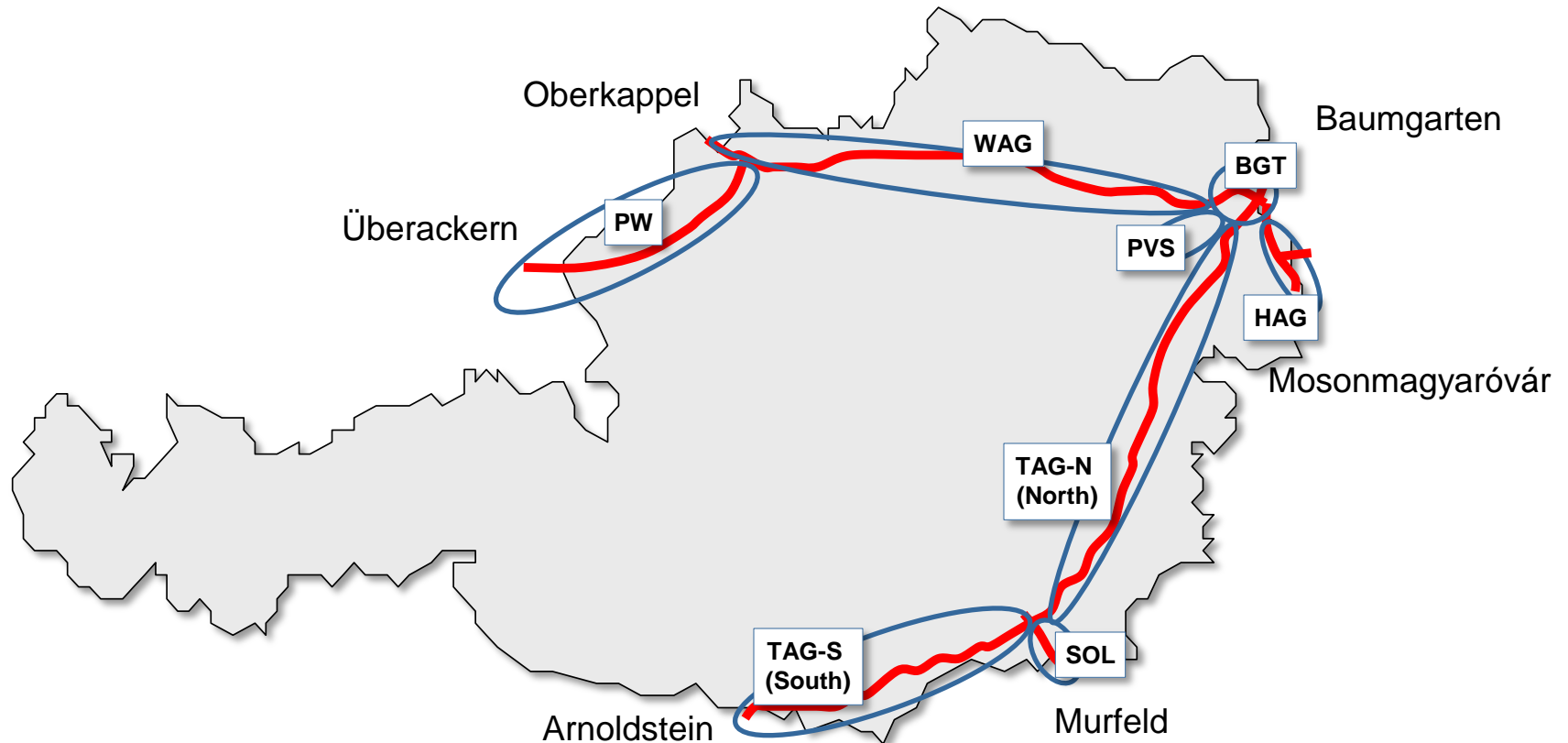
Zwischenergebnisse

Aus dem E/E-Modell sollte ein ausgewogenes und wirksames Tarifsysteem zur Förderung von Wettbewerb und Handel resultieren.

- Ein **einheitlicher Entry-Tarif** für den Marktgebietszugang an **grenzüberschreitenden Punkten**
- Örtlich **differenzierte Exit-Tarife** für das Verlassen des Marktgebietes an **grenzüberschreitenden Punkten**
- Ein **einheitlicher Tarif** für **Inlandsexit** (eine nationale Exit-Zone)
- Separate Berücksichtigung von **Speicher-** und **Produktionspunkten**
- **Kapazitätsentgelt**
- **Arbeitsabhängiges Entgelt** zur Deckung der Brennstoffkosten für Kompressoren auf Basis von Transportvolumen und Referenzenpreis

Zwischenergebnisse

Das österreichische Fernleitungsnetz wurde segmentiert, um die Kostenreflektion bei der Tarifableitung abzubilden.



Anmerkung: Diese Segmente sind keine Marktgebiete, sondern Netzbereiche, deren Aufteilung gewählt wurde, um Kosten verschiedenen Netzpunkten zuzuteilen.

Zwischenergebnisse

Das E/E-Modell basiert auf einer integrierten Tarifberechnung unter Zugrundelegung der Gesamterlöse der Fernleitungsnetzbetreiber.

- Basis ist **Summe der genehmigten Erlöse** der Fernleitungsnetzbetreiber
- **Keine getrennte Berechnung** für jeden Fernleitungsnetzbetreiber
- Keine Tarife an Netzkopplungspunkten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern
- Die Berechnung führt zu einem **integrierten Tarifsysteem** für das Gesamtgebiet
- Abhängig von Kapazitätsallokationsmodell **interner Ausgleich** notwendig

Zwischenergebnisse / Tarifberechnung

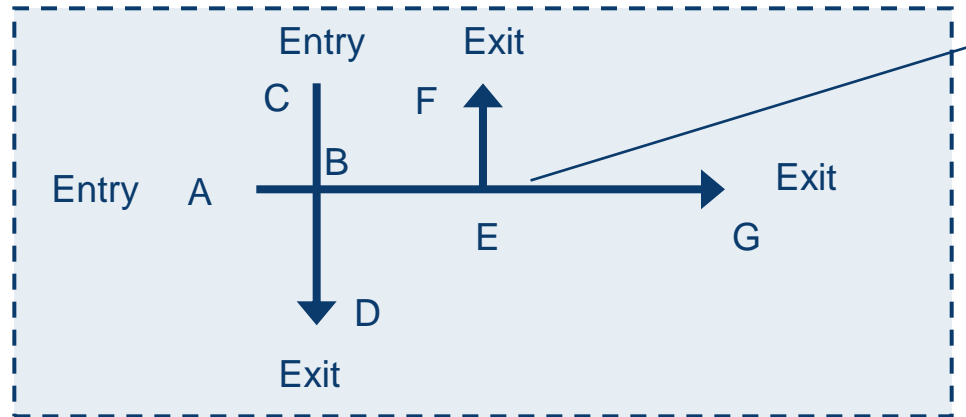
Das Tarifsystem sollte die Deckung der genehmigten Erlöse ermöglichen.

Die Berechnung der E/E-Entgelte erfordert die folgenden Schritte:

1. Festlegung der erlaubten Erlöse
2. Verteilung der zugehörigen Kosten
 - Zunächst auf Leitungssegmente, und dann
 - Auf tarifierbare Einheiten (gebuchte Kapazitäten) an Ein- und Ausspeisepunkten
3. Feinjustierung des Tarifsystems um Nachhaltigkeit und erfolgreiche Überleitung sicherzustellen

Zwischenergebnisse / Tarifberechnung

Vereinfachtes Rechenbeispiel: Verwendung des Wiederbeschaffungswertes als externer Verteilungsschlüssel.



Jedes Leitungsssegment weist einen spezifischen Wiederbeschaffungswert auf.

Leitungssegment	Länge [km]	Durchmesser [Zoll]	Wiederbesch.-Wert [Mio. €]
AB	50	36	76,25
CB	100	36	152,50
BD	125	30	153,75
BE	200	30	246,00
Etc...	Etc...	Etc...	Etc...



Wert in Prozent von Gesamt [%]
10%
20%
20%
32%
Etc...

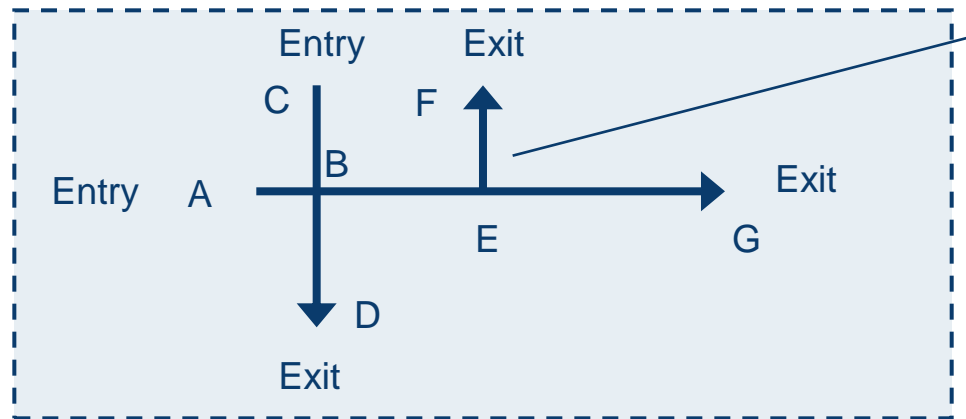


Zu deckende (genehmigte) Erlöse pro Leitungsssegment [M€]
5
10
10
16
Etc...

* Genehmigte Erlöse in Höhe von 50 Mio. €

Zwischenergebnisse / Tarifberechnung

Für jedes Leitungssegment werden Stückkosten berechnet.



Jedes Leitungssegment weist spezifische Stückkosten auf.

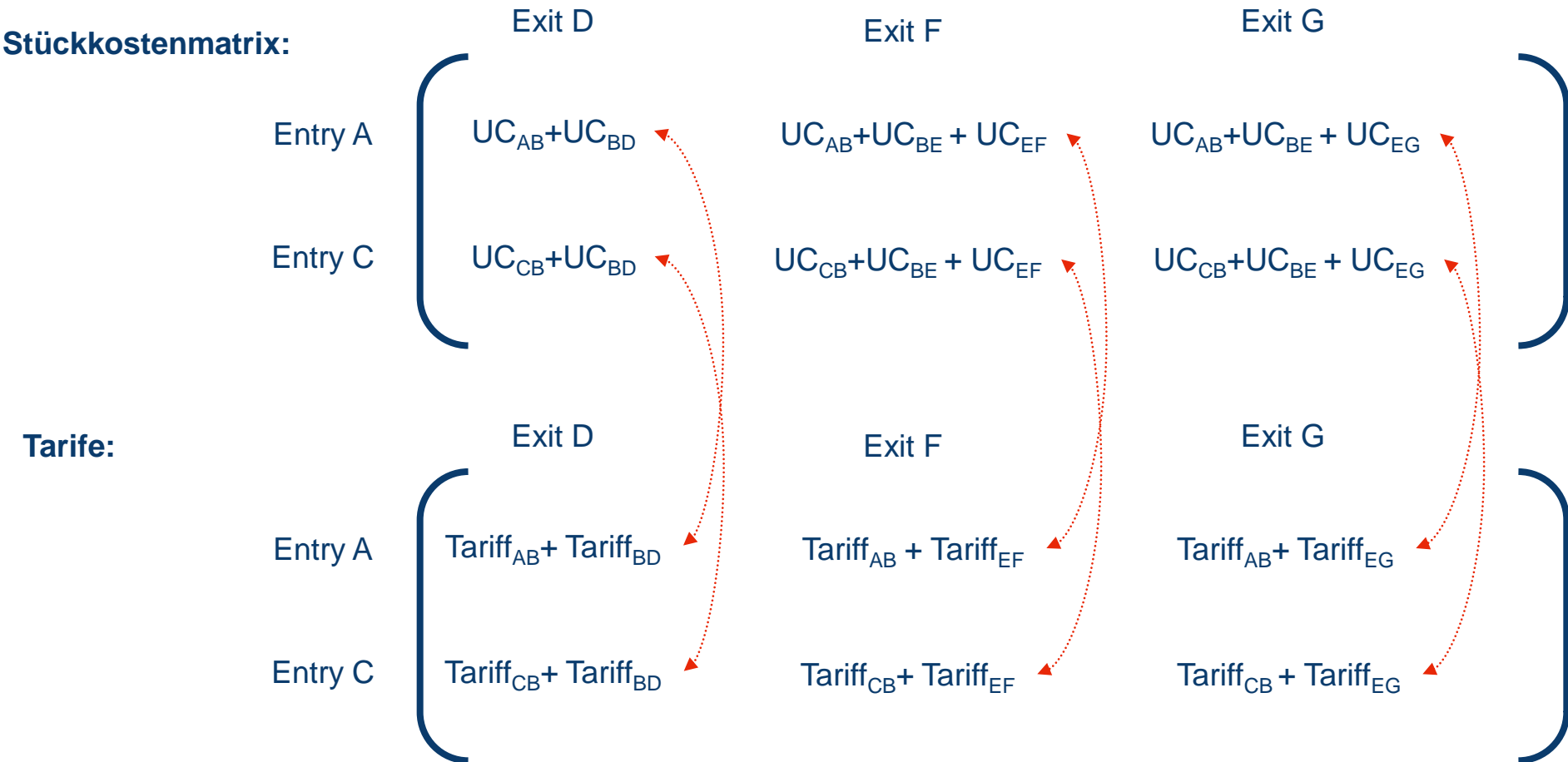
Leitungssegment	Zu deckende (genehmigte) Erlöse pro Leitungssegment [M€]	Spitzenlast [Nm ³ /d]	Stückkosten [€/(Nm ³ /d)]
AB	5	50 000 000	0,100
CB	10	75 000 000	0,133
BD	10	65 000 000	0,154
BE	16	60 000 000	0,267
Etc...	Etc...

÷ =

* Genehmigte Erlöse in Höhe von 50 Mio. €

Zwischenergebnisse / Tarifberechnung

Die Kosten für den Transport von einem Einspeise- zu einem Ausspeisepunkt (Tarif Entry + Tarif Exit) sollten den für diese Transportroute berechneten Stückkosten so nah wie möglich sein.



Zwischenergebnisse / Tarifberechnung

Darstellung des Optimierungsproblems

- Summe der Ein- und Ausspeiseentgelte muss den entsprechenden Werten aus der Stückkostenmatrix entsprechen
- Lösung durch Methode der kleinsten Quadrate (Minimierungsproblem)
 - $\min \sum_{ij} (C_{ij} - (TN_i + TX_j))^2$
- Berechnung kann durch Verwendung handelsüblicher Tools erfolgen
- Berechnung liefert zunächst nur Rohfassung, anschließend kann Anpassung erfolgen, um zusätzliche Einschränkungen zu berücksichtigen

Zwischenergebnisse

Das E/E-Modell sollte Kapazitätsprodukte mit unterschiedlicher Laufzeit umfassen und ihre Wertigkeit berücksichtigen.

- **Unter- und mehrjährige** Kapazitätsprodukte
 - mindestens auf Jahres-, Quartals-, Monats- und Tagesbasis
 - Reservierung von Kapazitätsanteilen für kurzfristige Produkte
- Preis unterjähriger Kapazitäten
 - Falls angewandt, dürfen **Saisonalitätsfaktoren** in der Summe ihrer aufs Jahr bezogenen Laufzeit nicht mehr als 1 ergeben.
 - **Geringer Aufschlag** für administrativen Aufwand denkbar.

Zwischenergebnisse

Auktionen an wesentlichen Ein- und Ausspeisepunkten sollten mit der Kapazitätsvergabe angrenzender Netze abgestimmt sein.

- Physische Engpässe rechtfertigen eine explizite **Mehrrunden-Preis-Volumen-Auktion**
- Auktionen am Grenzübergangspunkt mit dem **deutschen Netz** sollten mit **Produktstruktur** und Auktionskalender der Trac-x primary übereinstimmen
- Daraus ergibt sich auch eine sinnvolle Produktstruktur und ein passender Auktionskalender für andere Grenzübergangspunkte
- Als **Auktionsausgangspreis** (Reservepreis) gilt maximal das genehmigte Entgelt

Zwischenergebnisse

Das Engpassmanagement sollte Engpässe vor der Kapazitätsvermarktung und nach der Vermarktung berücksichtigen.

- Lastflusszusagen erhöhen die Verbindlichkeit einer Netznutzung.
 - Beschaffungsmethoden müssen jedoch effizient sein und dürfen sich nicht der Regulierung entziehen
 - Beschaffung lässt sich ggf. über Balancing Platform (FG) abbilden
- Bedingt oder dynamisch zuordenbare Kapazitäten sind anzuwenden, nur wenn **sie zur Erhöhung der festen Kapazitäten** führen
 - Nachweis durch Netzbetreiber erforderlich
- **UIOLI Regelung** auf Tagesbasis
 - Erzeugt bei kommerziellen Engpässen kurzfristige Verfügbarkeit
 - Senkt das Hortungspotenzial langfristiger Kapazitätsrechte
 - Reduktion der Renominierungsrechte nach Entzug erhöht die Sicherheit für den Netzbetreiber.

Zwischenergebnisse

In Übereinstimmung mit den Grundlagen des E/E-Modells sind die Kapazitäten grundsätzlich als fest und frei zuordenbar anzubieten.

- Kapazitäten sind **grundsätzlich** als **fest und frei zuordenbar** anzubieten
- Falls feste Kapazitäten ausgebucht sind, **werden unterbrechbare Kapazitäten** angeboten um physische Auslastung zu erhöhen
 - Preisabschlag reflektiert Unterbrechungsrisiko
- Bei Anwendung von beschränkt zuordenbare Kapazitäten **angemessener Preisabschlag**
- Wenn physische Flussumkehr nicht möglich ist, werden unterbrechbare **Backhaul-Kapazitäten** angeboten

Zwischenergebnisse

Die Ausgestaltung des E/E-Modells sollte die Wettbewerbsneutralität für Speicher und Produktion berücksichtigen.

- Zur **Sicherstellung von Wettbewerbsneutralität** jeweils **einheitlicher Tarif** an **Speicher-** und **Produktionspunkten**
- Netzkapazitäten an **Speicherpunkten**
 - Nur Exitbuchung, durch Speicherbetreiber
 - Speicherbetreiber integriert Netzkosten in Speicherentgelte
 - Einheitliches Netzentgelt auf Fernleitungsebene
 - Auf Basis von direkt zuordenbaren Netzkosten an alle Speicherpunkten
- Netzkapazitäten an **Produktionspunkten**
 - Nur Entrybuchung, durch Produzent
 - Einheitliches Netzentgelt an allen Produktionspunkten

Zwischenergebnisse

Übergang muss verträglich gestaltet werden.

- **Auswirkungen** der Änderung der Entgeltsystematik **auf Netzbetreiber und Transportkunden**
- Auswirkungen der Änderung der Entgeltsystematik auf **Netzentgelte**
- Wirtschaftliche **Zumutbarkeit**
- Mechanismen um **Preisänderungen** zu **begrenzen**
 - Anwendung eines definierten Splits für die durch Ein- und Ausspeiseentgelte generierten Erlöse
 - Berücksichtigung einer Deckelung der Spreizung von Ein- und/oder Ausspeiseentgelten
 - Berücksichtigung einer Begrenzung der Abweichungen von der heutigen Entgeltsystematik



Vielen Dank!

Dr. Konstantin Petrov

Regional Director | Gas Consulting & Services

Tel : +49 (0) 228 44 690 58

E-mail: konstantin.petrov@kema.com

KEMA Consulting GmbH

Kurt-Schumacher-Str. 8, 53113 Bonn

Tel: +49 (0) 228 44 690 00

Fax: +49 (0) 228 44 690 99

www.kema.com