

Netzdienlicher Handel

Michael Merz

Strommarkttreffen, 14. Oktober 2022



- Michael Merz (Informatiker, GF von PONTON, seit 20 Jahren in der Energiebranche)
- Vorgestellt wird ein persönliches Brainchild, kein Produkt

- „World B“-Ansatz, Szenario 2030

„Netzdienlicher Handel“ ist noch unvollständig und soll die Diskussion anregen

Es ist nicht der Fall, dass es zu wenig Marktdesigns gäbe... (auch schon vor der Energiekrise nicht)



Vorschläge aus der aktuellen Strommarktdebatte



Juhuu,
Noch ein
weiteres
Marktdesign!

EOM 2.0

ACER (2017)
• kurzfristige
Mechanismen

consentec (2017)

- EOM 2.0 wird es richten
- Nodal pricing

Consentec & BMWi (2018)

- Nodal pricing verbessert lokale Dimension von Investitionsentscheidungen

FfE (2018)

- Nodal pricing mit P2H senkt Systemkosten

Nodal pricing

Marktprämie

Leopoldina / acatech / Union (2022)

- EE-Integration:
 - Fixe Marktprämien am besten geeignet
 - Gleitende Marktprämien bereits etabliert
- **Kein Ausschluss Kapazitätsmarkt**

Gesicherte Leistung

Union (2021)

- modularer „Systemmarkt“
- **EOM 2.0 für neue Aufgaben ungeeignet**

TransnetBW (2021)

- Zusammenfassung aller Reserven in „Systemreserve“.



Für einen Flex-Anbieter sollte die Möglichkeit bestehen, sich gleichermaßen zu beteiligen

- am **ID-Markt**, um den Bilanzkreis auszugleichen (→ „Kupferplatte“)
- am **Regelenergiemarkt** zur Frequenzhaltung (→ „Kupferplatte“)
- am **Redispatch-Markt**, um Engpässe zu reduzieren (→ Gaming) und
- an **Energiegemeinschaften**, um (lokale) direkte Lieferungen durchzuführen (→ in D verzögert).

Auch nodale vs. zonale Lösungen helfen nicht weiter:

- **Zonal**: Kaum Anreiz zu effizienten geografischen Asset-Allokation
- **Nodal**: Lokale Preisbildung adressiert nicht die Flussrichtung bei Engpässen

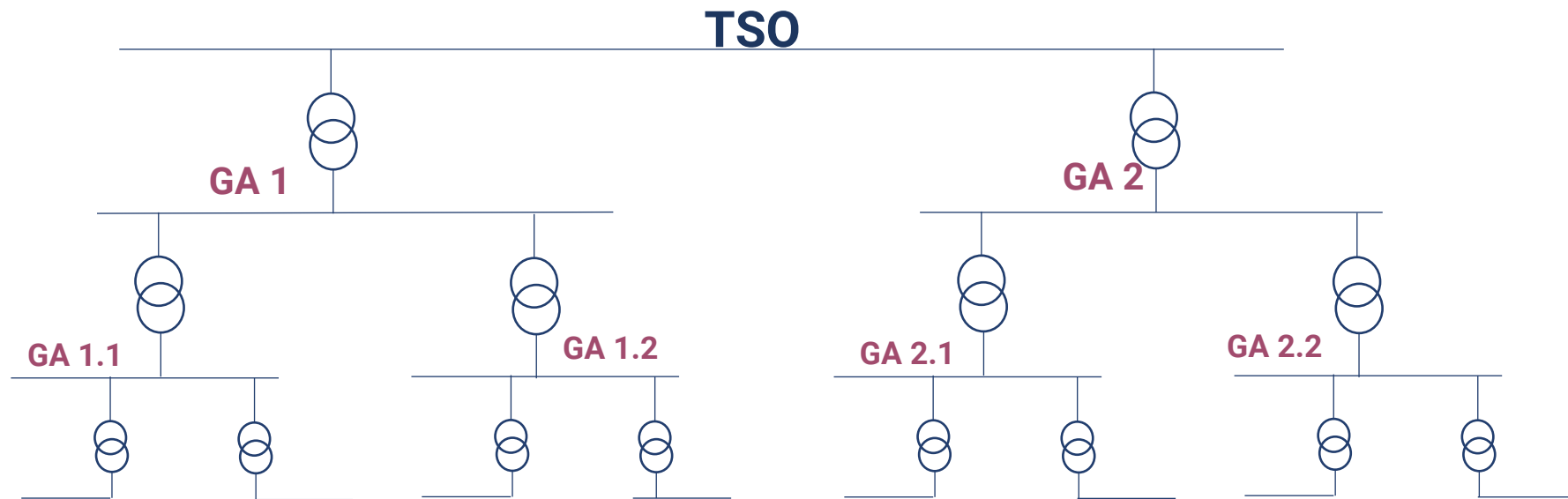
Herausforderung: „Theory of Everything“ für ein harmonisiertes Marktdesign



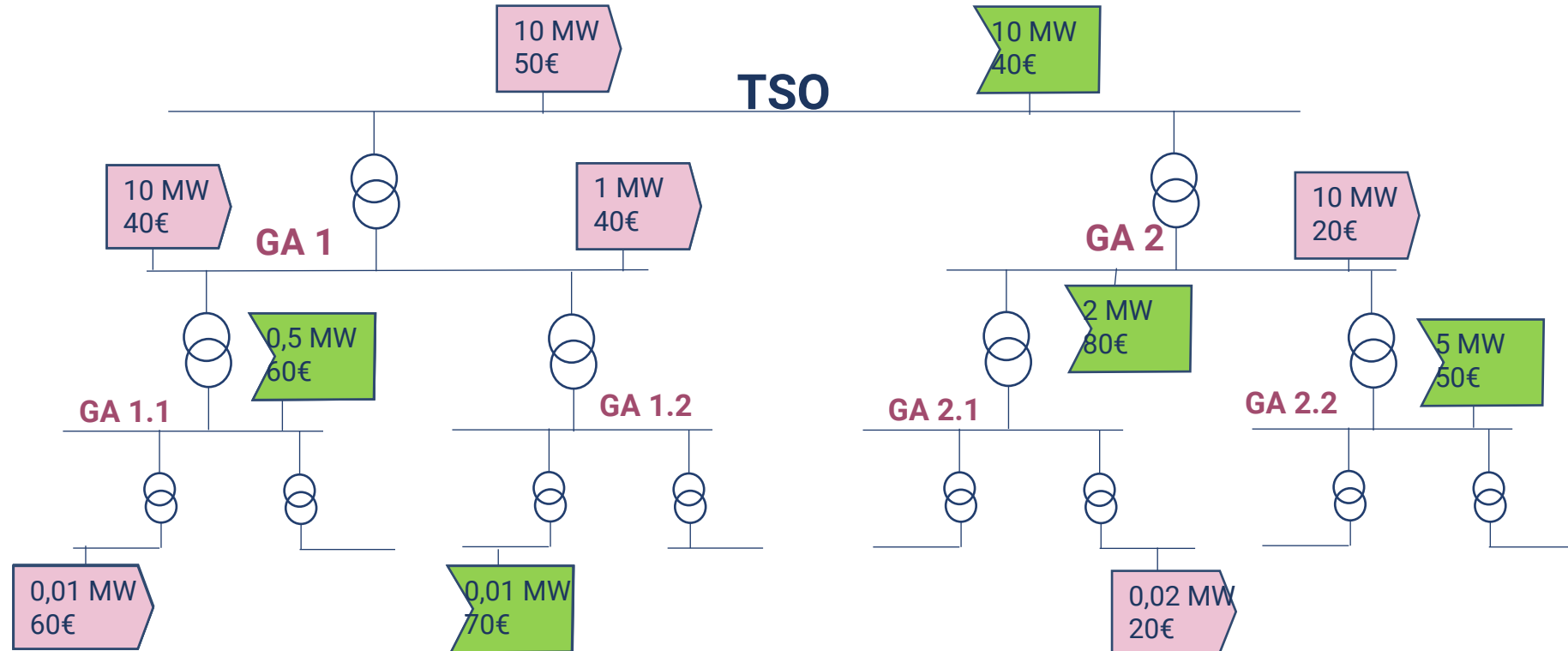
- Engpass-Information wird in **Preissignale** transformiert, um Marktteilnehmer beim Kurzfristhandel in Richtung netzdienlicher Transaktionen zu bewegen
- Alle Produzenten und Konsumenten sind **Marktteilnehmer**, ggf. repräsentiert über Aggregatoren
- Im **Engpass-freien Zustand** herrscht „zonal pricing“ vor mit der Möglichkeit, beim Auftreten von Engpässen, die betroffenen Teilnehmer in eine **netzdienliche Richtung** anzureizen
- Hierfür werden **Preisgewichte** eingesetzt, die sich aus dem **Lieferweg** ergeben
- Es gibt **kein Redispatch** mehr. Jeder MT entscheidet für sich, wie er in der gegebenen Situation sein Flex-Potenzial einsetzt
- Damit wird auch **Gaming** unattraktiv (es gibt keine zwei Märkte mehr)

→ **Das Marktdesign basiert auf „Route-based Pricing“ (nicht zonal oder nodal)**

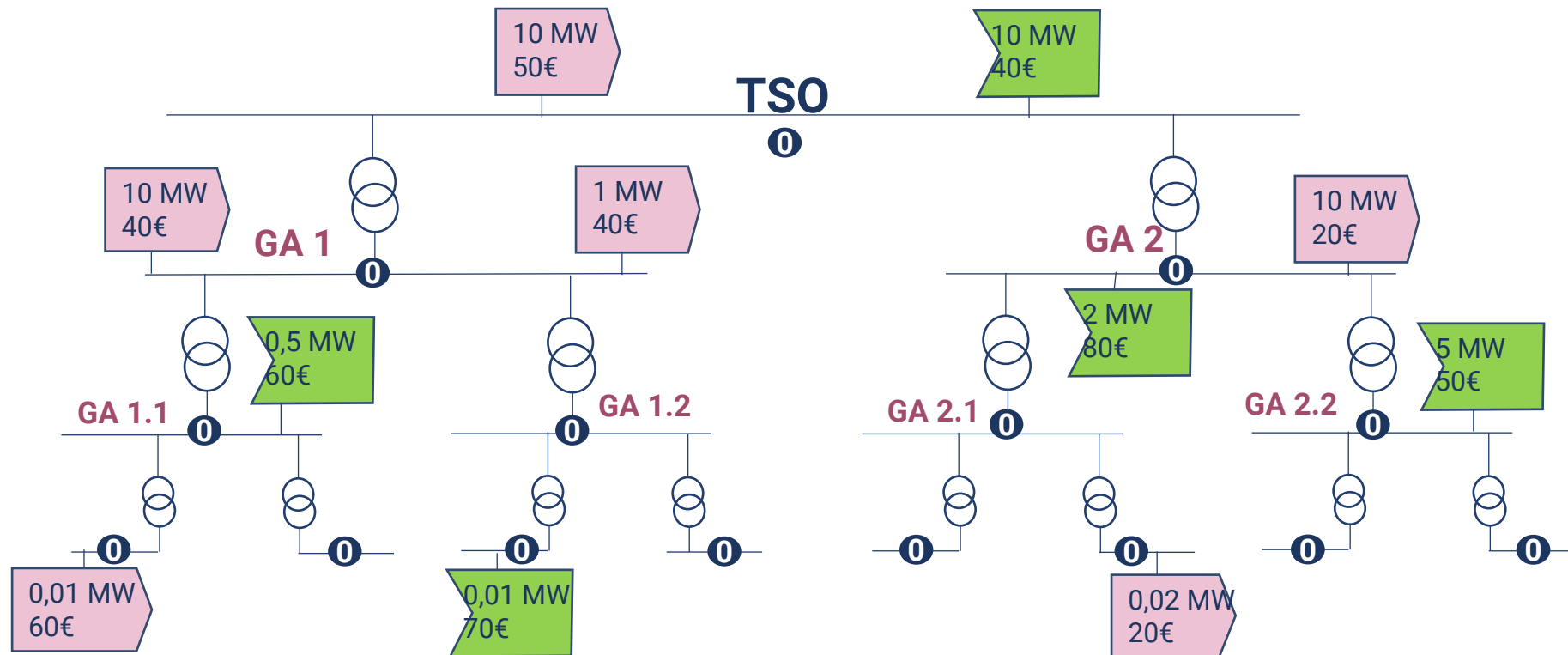
Vereinfachtes Netzmodell



Marktteilnehmer sind über Netzlokationen verteilt



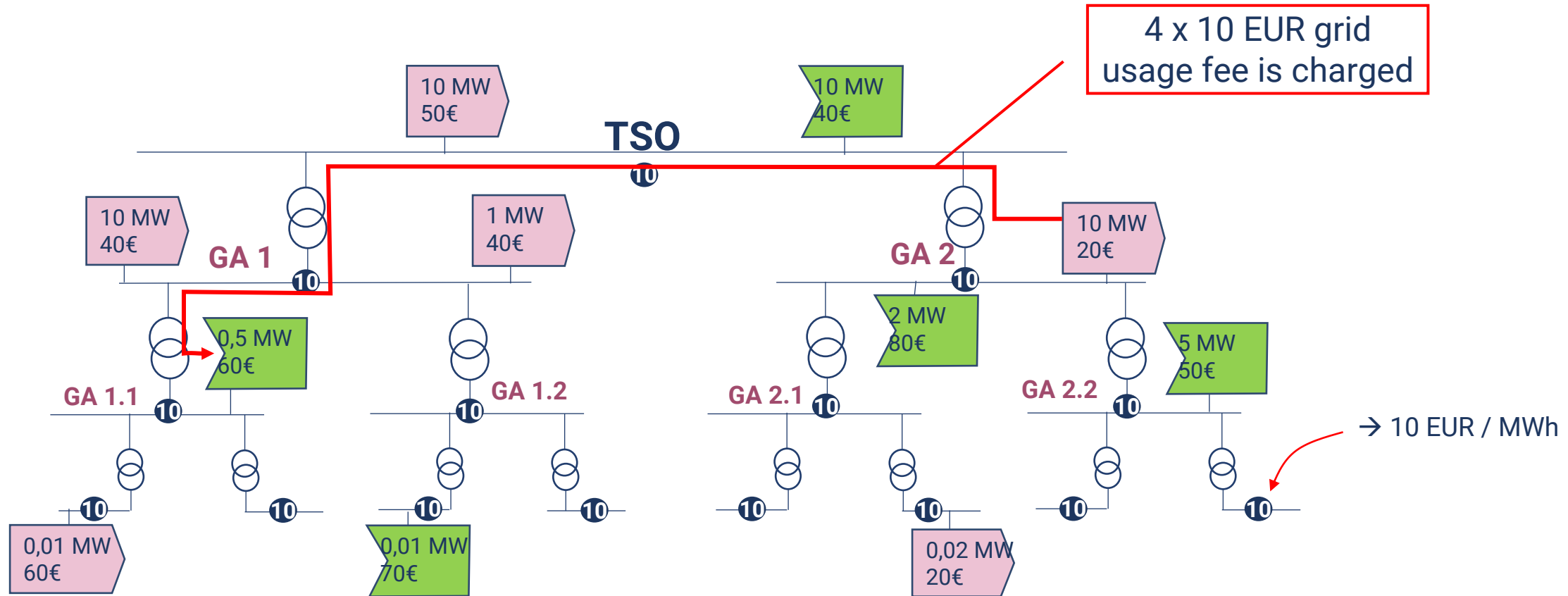
1. Keine lokationsabhängigen NNE – entspricht „zonal Pricing“



Preisgewichte (in EUR / MWh) sind bei ausreichender Netzkapazität gleich Null.

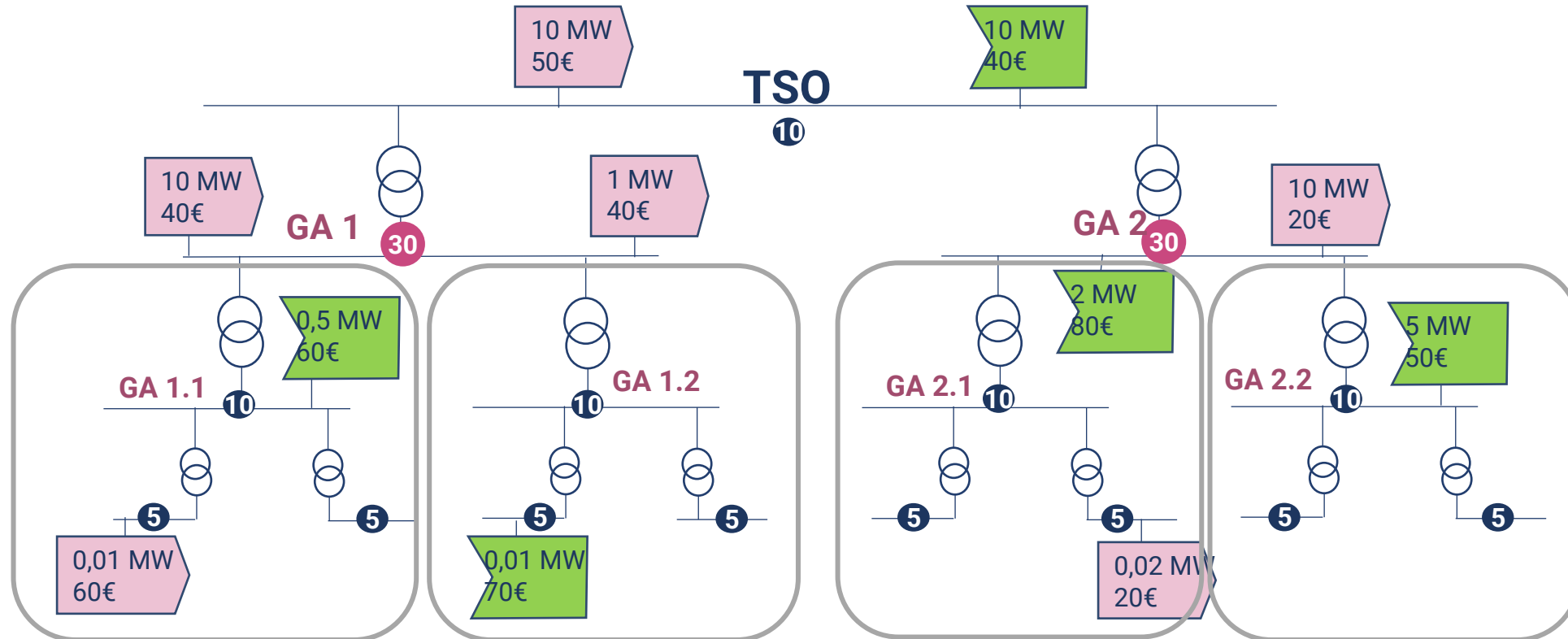
Nur beim Aufbau eines Engpasses weichen sie von Null ab.

2. Lokalisierte Netznutzungsentgelte („route-based Pricing“)

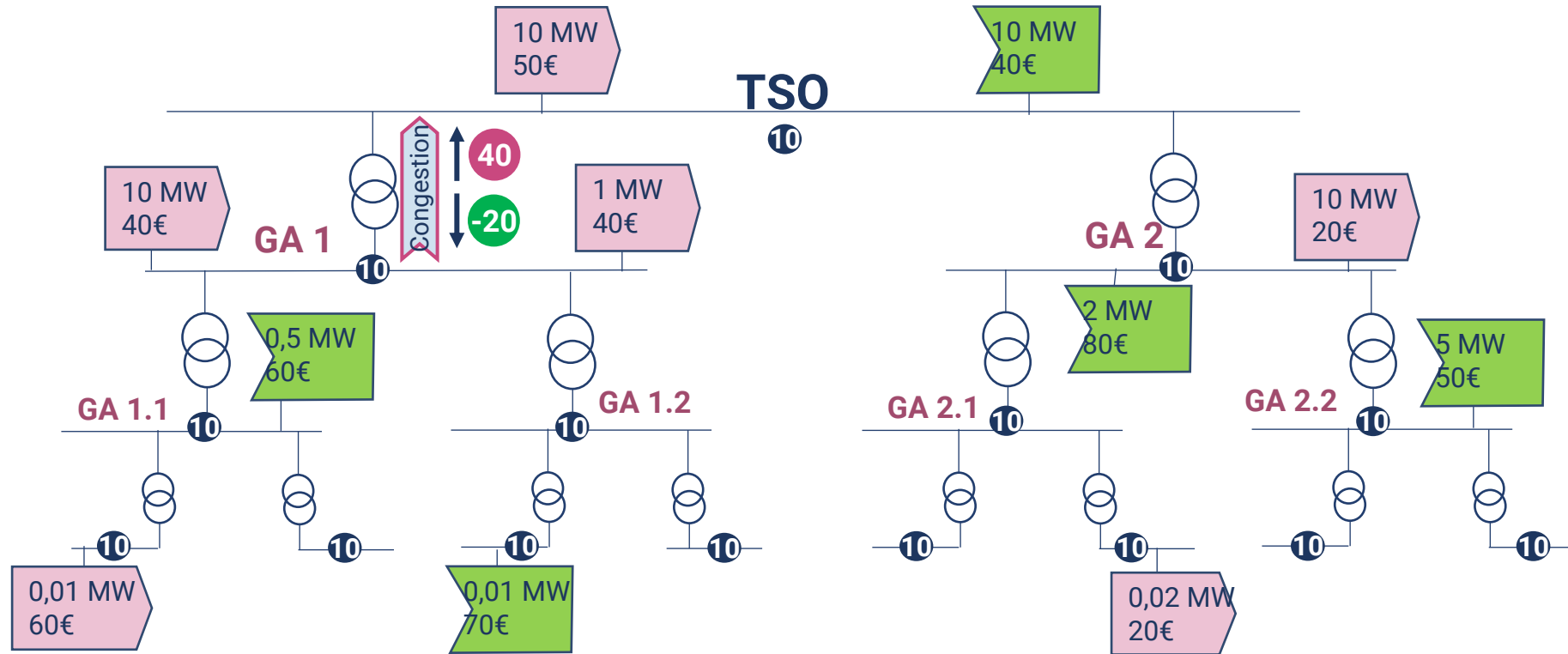


Gleiche Preisgewichte treiben Erzeuger und Verbraucher in nahe gelegene Netzlokationen

3. NNE mit Anreiz zur lokalen Lieferung (→ AT, EAG 2021)



4. Vertikaler Engpass mit Anreiz / Pönalisierung von Trades

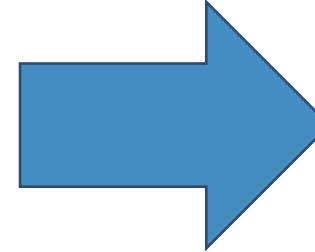


Im Engpassfall werden Preisgewichte erhöht oder reduziert, je nach Flussrichtung und verfügbarer Kapazität.

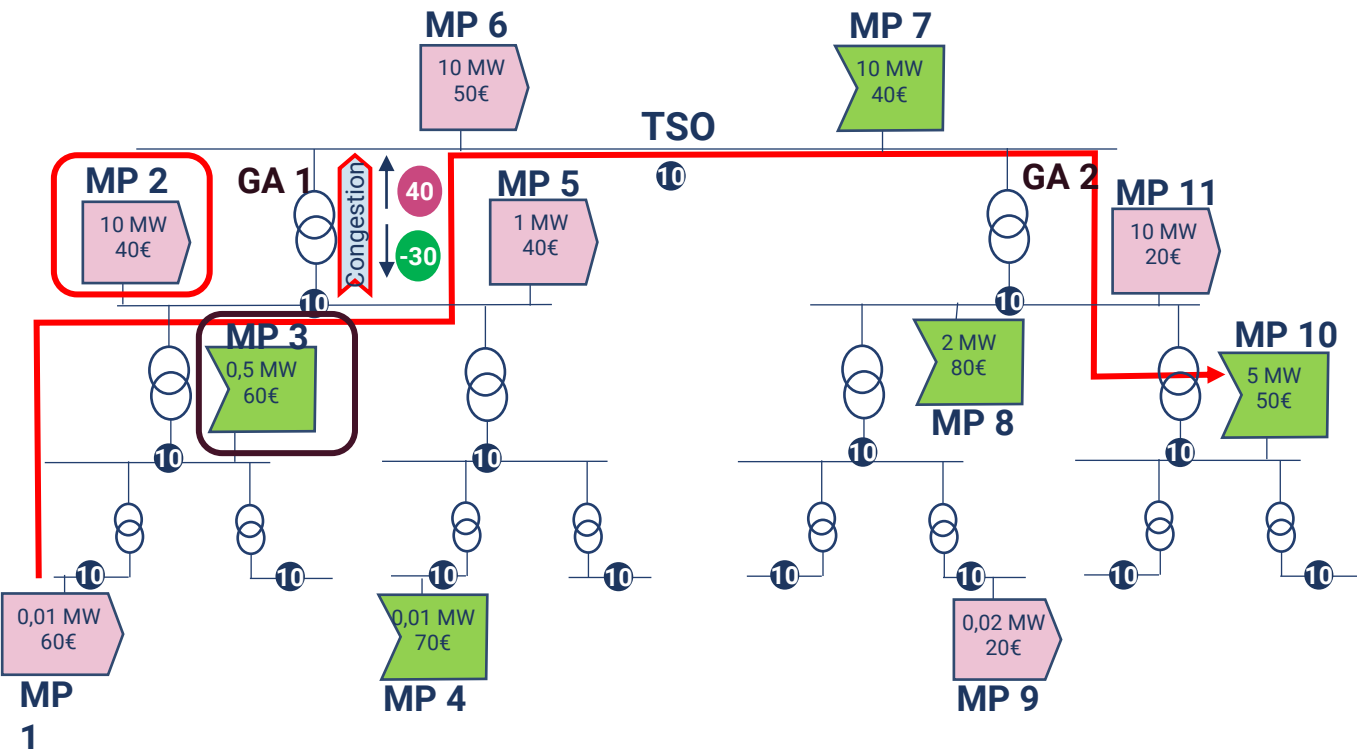
Transformation physischer Engpässe in Preissignale

Anreiz-Matrix

Producer Grid Area	Consumer Grid Area	
	EUR	
1.1	0	1.1
1.1	30	1.2
1.1	60+40	2.1
1.1	60+40	2.2
1.2	30	1.1
1.2	0	1.2
1.2	60+40	2.1
1.2	60+40	2.2
2.1	60-30	1.1
2.1	60-30	1.2
2.1	0	2.1
2.1	30	2.2
2.2	60-30	1.1
2.2	60-30	1.2
2.2	30	2.1
2.2	0	2.2



Total Grid Usage Fee



Lieferungen entlang des Engpasses werden pönalisiert

Individualisierte Orderbücher auf Basis dynamischer Netznutzungsentgelte

Order Book View of Market Participant #2 (Producer, Grid Area 1)

(Producer, Grid Area 1)



Sell		Buy	
MWh	€	€	MWh
20+30	-30	40	0,01
50+20	-30	40	0,5
10	40	10	2
20+50	-30	-20	10
40+10		-30	5
60+30			

20+30 -30 MP11
50+20-30 MP6
→ MP2
20+50-30 MP9
40+10 MP5
60+30 MP1

MP4 70-30
MP3 60-20
MP8 80-30 -40
MP7 40-20 -40
MP10 50-40 -40

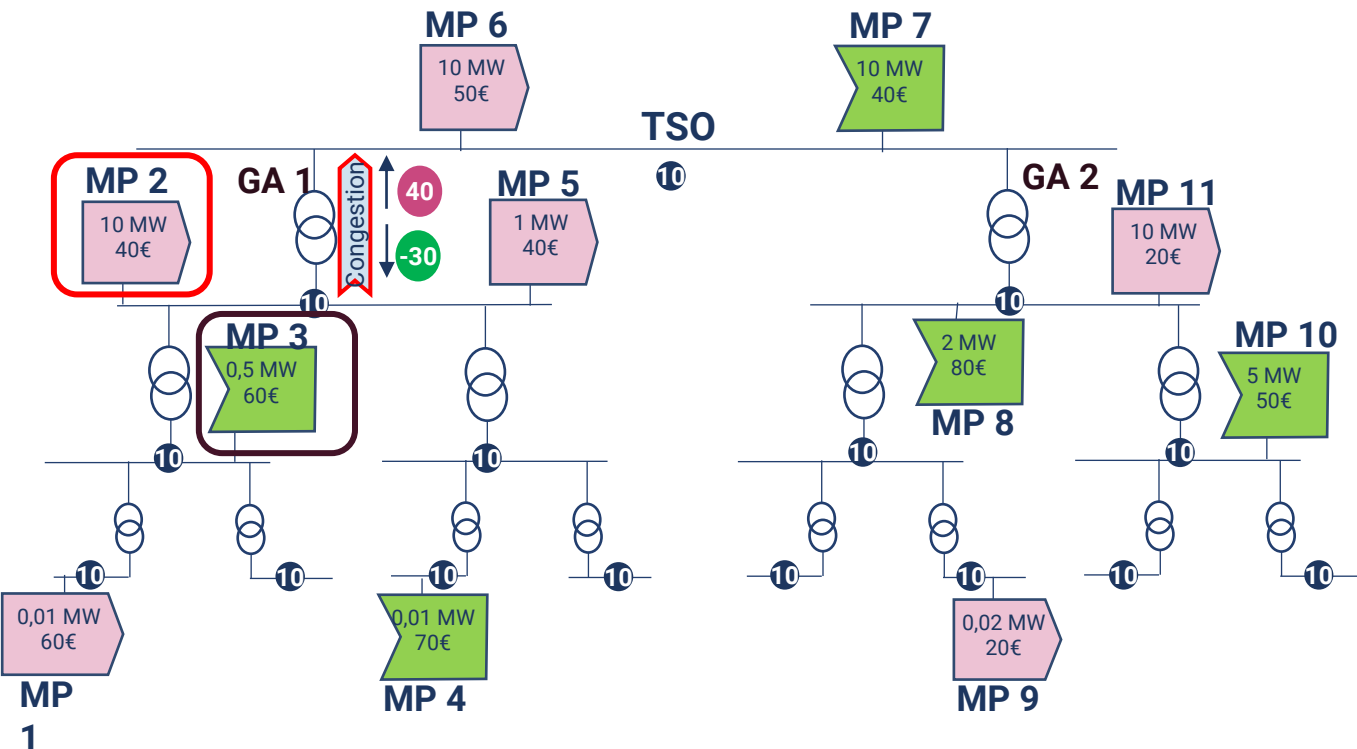
Order Book View of Market Participant #3 (Consumer, Grid Area 1)

(Consumer, Grid Area 1)

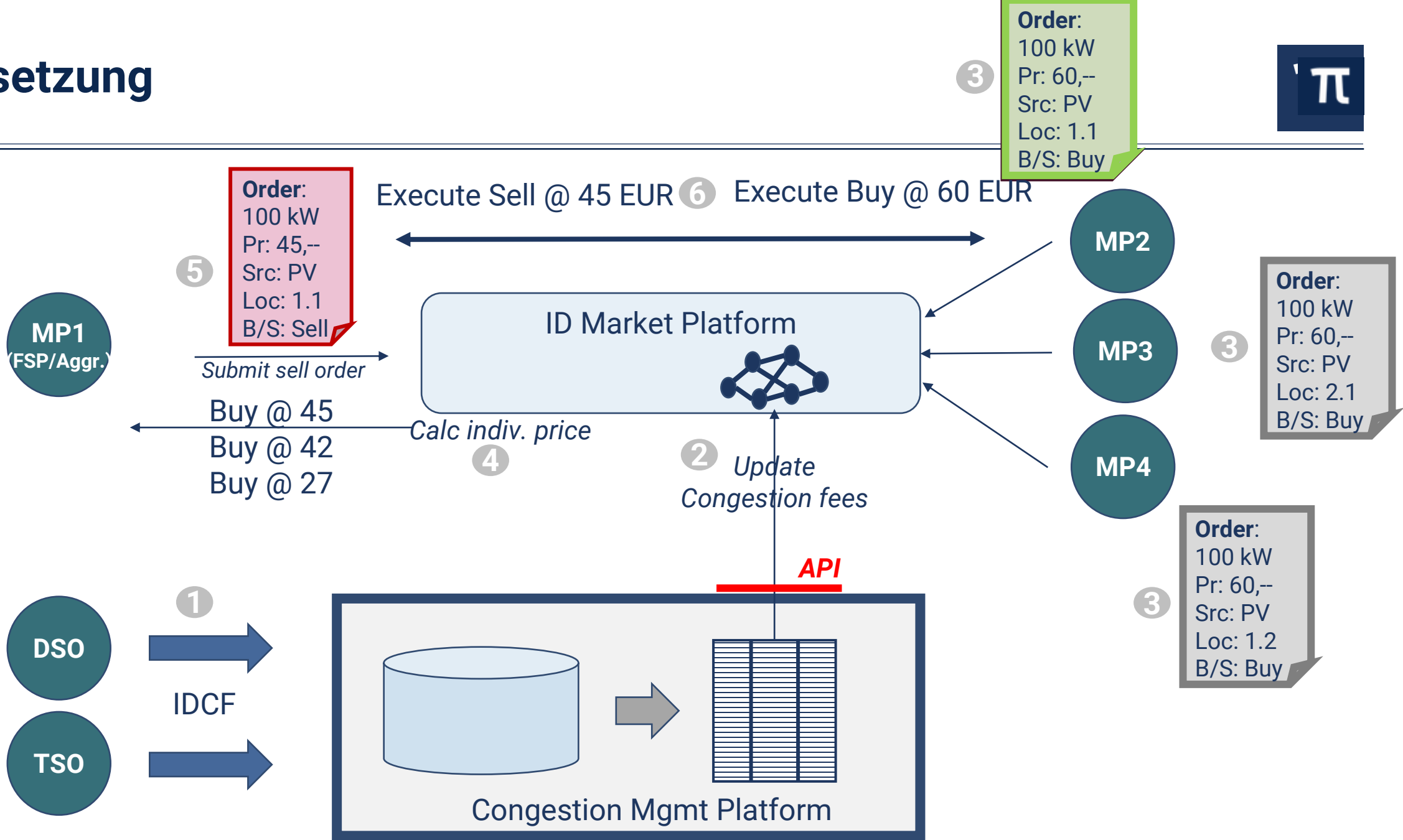
Sell		Buy	
MWh	€	€	MWh
10	30	60	0,5
10	40		
0,02	50		
10	60		
1	60		
0,01	80		

20+40-30 MP11
50+20-30 MP6
20+60-30 MP9
20+50-30 MP2
40+20 MP5
60+20 MP1

MP3 ←
MP4 70-40
MP8 80-40 -40
MP7 40-30 -40
MP10 50-50 -40



Umsetzung



Was können wir erreichen, was nicht?



- Optimierung der Asset Allocation in der Netztopologie
- Anpassung von Erzeugung / Verbrauch durch Handel **auf einem einzigen Markt** („Theory of Everything“)
- Kein Gaming
- Höherer Resilienz-Level
- Synthese von zonaler und nodaler Preisbildung je nach Netzzustand → „route-based pricing“

Es wurden ignoriert:

Lokation von DSO / TSO in der Anreizmatrix, Rolle der Netzreserve, sichere Transformation: Welt A → Welt B, Algorithmen zur Anreizbildung, Ausprägung des Anreizalgorithmus, Umgang mit „Gaming durch Netzbetreiber“, etc. etc.



- Diskutiert mit einer Reihe von Stakeholdern
 - DSOs / TSOs aus DE/AT/NL
 - Marktplatzbetreiber (EPEX Spot)
 - Ökonomen, Händlern
 - ACM (dutch competition authority)
 - EFET, VDMA (Germany) ...
 - Software vendors / PONTON partners
- Feedback aus der Netzbetreiberwelt: „Das Modell macht Sinn, aber nicht vor 2050“.
... aber selbst der längste Weg beginnt mit dem ersten Schritt.
- Was also wäre der erste oder zweite Schritt? Z.B. ein PoC-Projekt? Oder eine Simulation?