



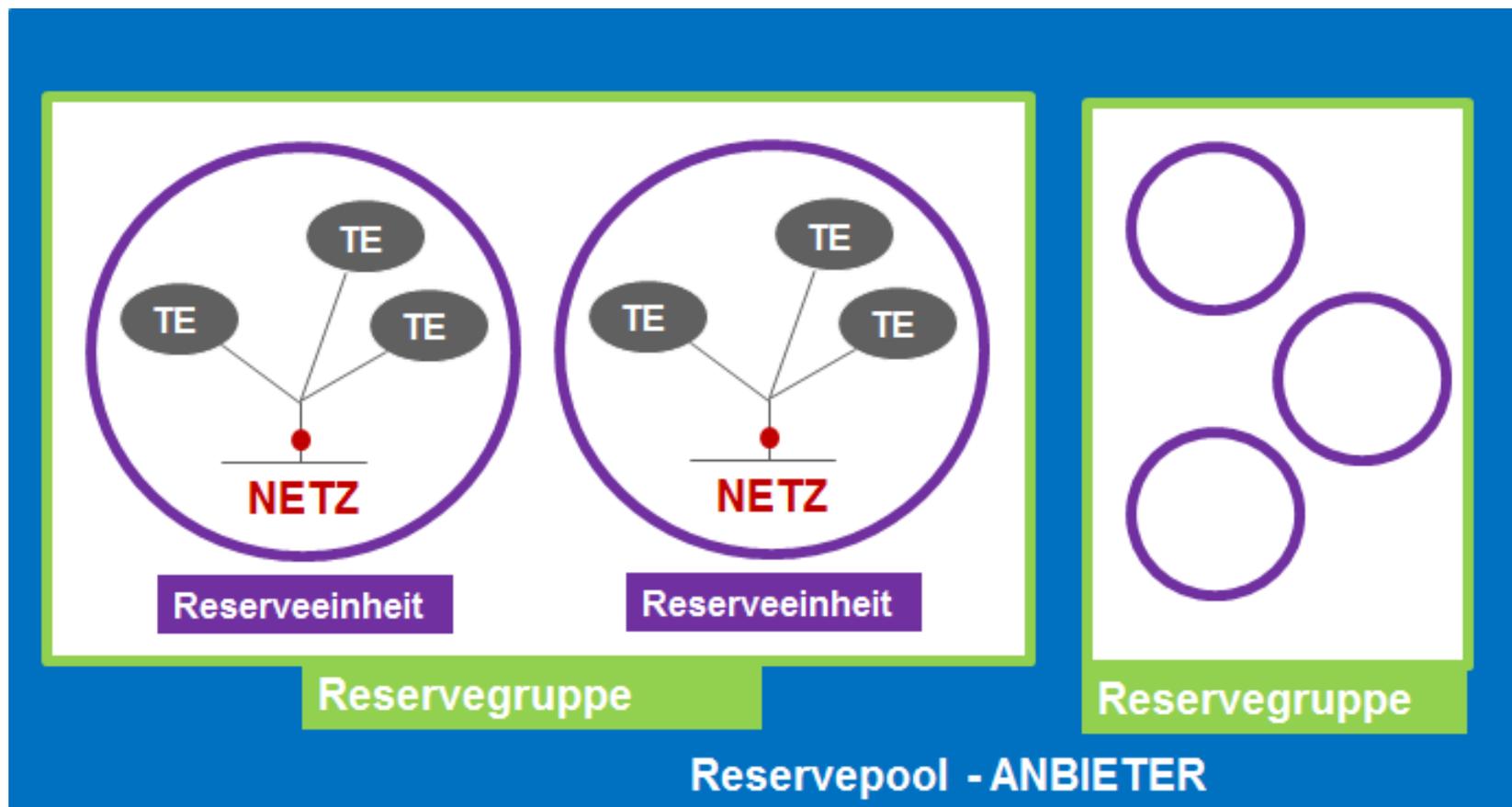
HTL-Workshop 03.10.2016

Regelreserven - Revolution des Marktes?

D.I. Alexander Stimmer

Poolkonzepte - was ist ein „Pool“?

Mögliche Zusammenfassung von Technische Einheiten (TE) in Österreich



Auch „traditionelle“ Anbieter haben ihre TE in Pools organisiert

Poolkonzepte - was ist ein „Pool“?



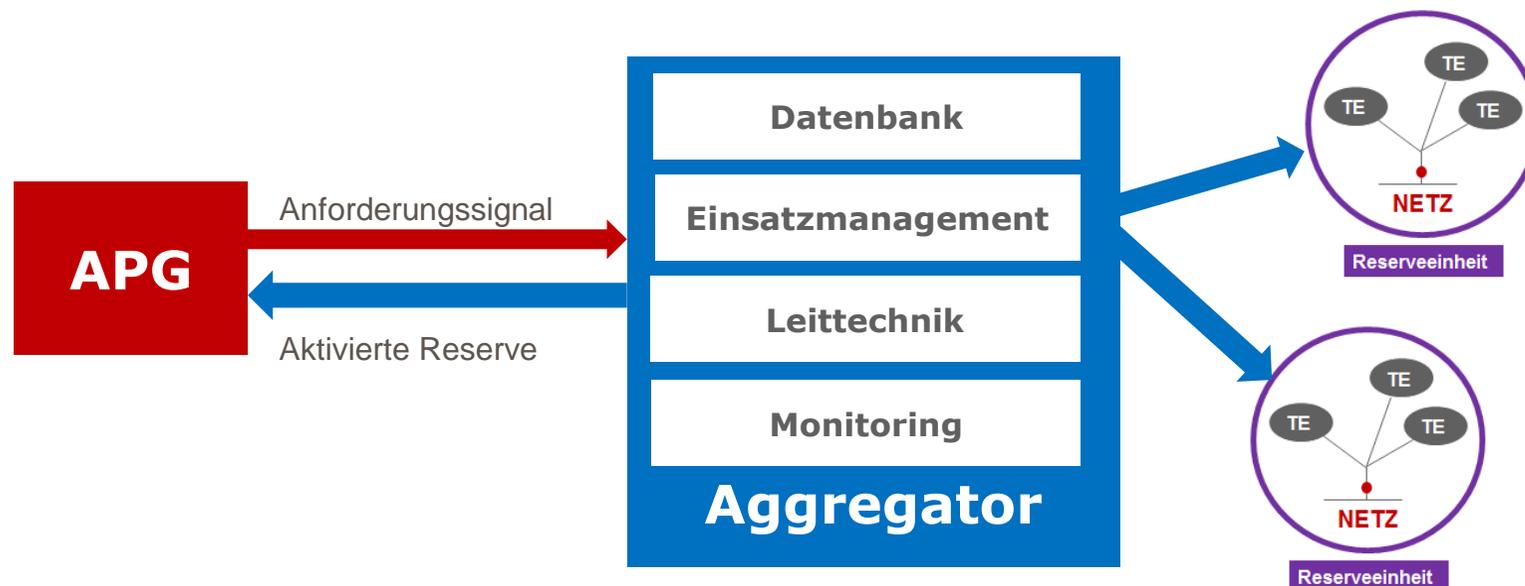
Österreichische Besonderheit:

Die Qualitätsanforderungen gelten für den Anbieter = Pool

→ es muss nicht jede TE für sich alle Anforderungen erfüllen

→ große Flexibilität für Anbieter

„Virtuelles Kraftwerk“



Grundlegende Aspekte betreffend Regelreserven aus Kleinanlagen:

Traditioneller Anbieter

- Der Anbieter ist Versorger, die Regelreserve ist Zusatzprodukt im Energiegeschäft
- Die Anlagen werden vom Anbieter selbst betrieben (detaillierte Kenntnisse des Anlagenparks)
- Die Anlagen sind Kraftwerke im (zumindest) MW-Bereich
- Die Anlagen sind Teil der Bilanzgruppe des Anbieters
- Die Anlagen liegen im lokalen Netz

Grundlegende Aspekte betreffend Regelreserven aus Kleinanlagen:

Traditioneller Anbieter

- Der Anbieter ist Versorger, die Regelreserve ist Zusatzprodukt im Energiegeschäft
- Die Anlagen werden vom Anbieter selbst betrieben (detaillierte Kenntnisse des Anlagenparks)
- Die Anlagen sind Kraftwerke im (zumindest) MW-Bereich
- Die Anlagen sind Teil der Bilanzgruppe des Anbieters
- Die Anlagen liegen im lokalen Netz

Aggregator

- Der Anbieter ist Händler, die Regelreserve ist sein Produkt
- Der Aggregator sammelt Anlagen, die er nicht selbst betreibt
- Die Bandbreite der Anlagen ist groß (von kW bis MW) und kann viele verschiedene Technologien umfassen.
- Die Anlagen sind verstreut in verschiedenen Bilanzgruppen
- Die Anlagen sind über VN verteilt

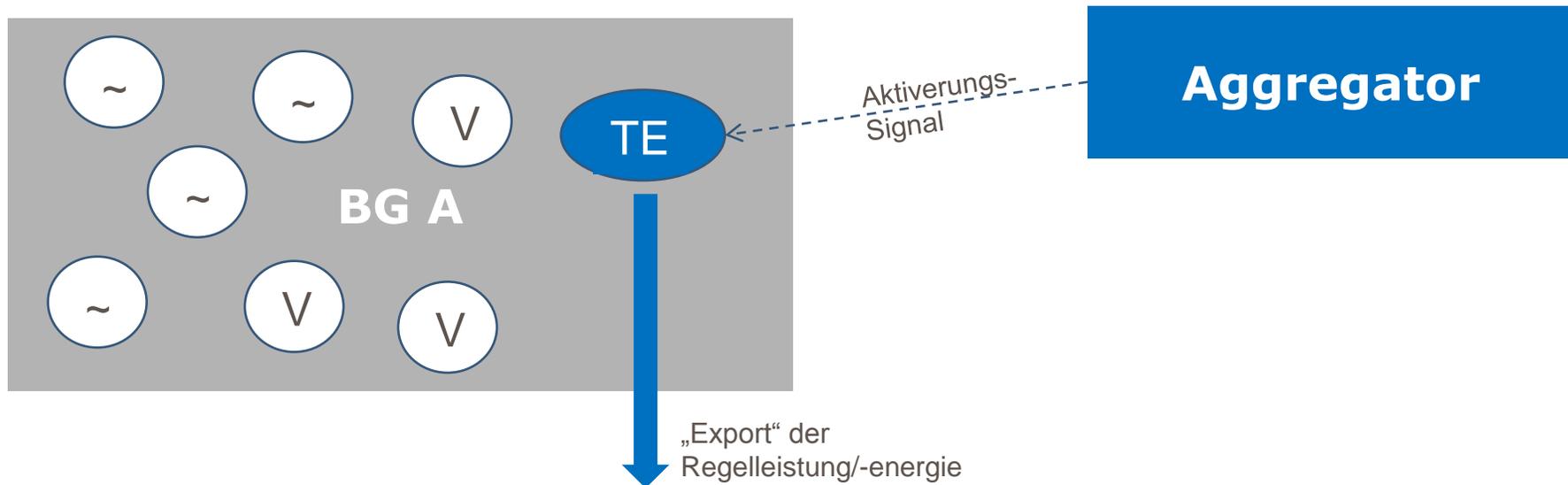
Aggregator

- „Versorger-Gedanke“ ? ←
 - Zugriff auf Anlagen wie auf eigene? ←
 - Nachweis der Bereitstellung bzw. Aktivierung? ←
 - Beeinflussung der Bilanzgruppen bzw. umgekehrt? ←
 - Beeinflussung des Netzes? ←
- Der Anbieter ist Händler, die Regelreserve ist sein Produkt
 - Der Aggregator sammelt Anlagen, die er nicht selbst betreibt
 - Die Bandbreite der Anlagen ist groß (von kW bis MW) und kann viele verschiedene Technologien umfassen.
 - Die Anlagen sind verstreut in verschiedenen Bilanzgruppen
 - Die Anlagen sind über VN verteilt

Das Bilanzgruppen-Problem - 1

Jede Bilanzgruppe (BG) versucht, sich möglichst auszubalanzieren (15-min-FPL)

→ Eine Aktivierung technischer Einheiten (TE) durch einen „fremden“ Aggregator verfälscht seine Bilanz

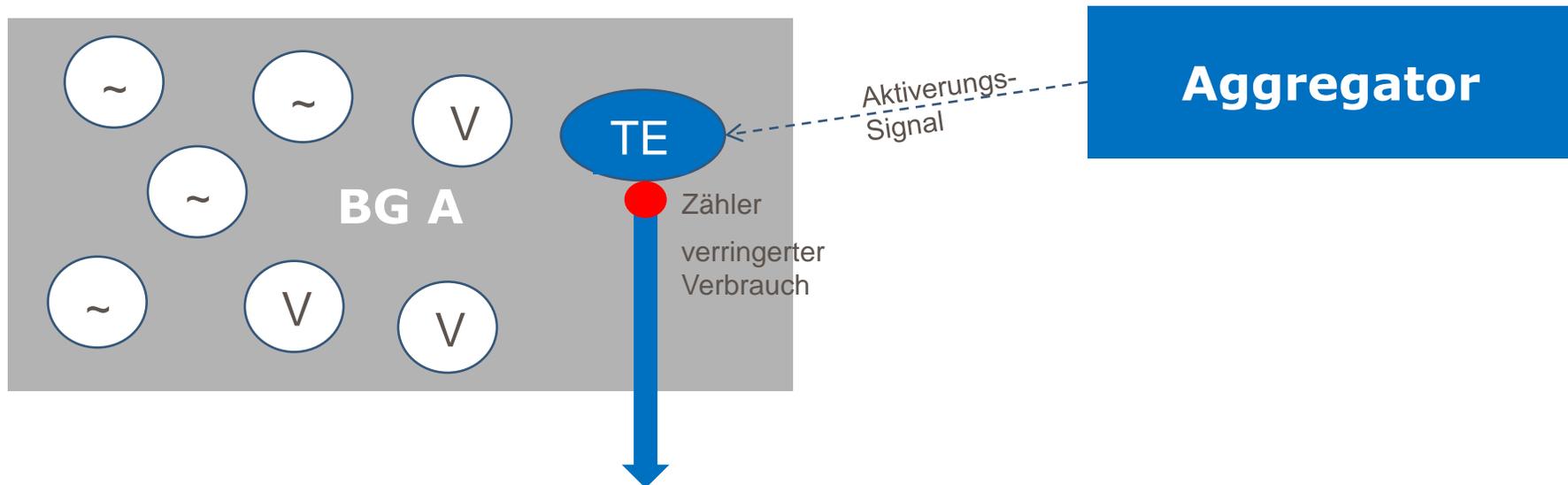


Wenn die BG von der Aktivierung nichts weiß, geht sie von einem Überschuss aus und regelt die zusätzliche Erzeugung wieder weg!

→ **Datenaustausch** Anbieter ↔ Bilanzgruppe notwendig

Bilanzgruppen / Lieferanten gründen ihre Verbrauchsprognose oft auf Zählerdaten

→ Eine Aktivierung technischer Einheiten (TE) durch einen „fremden“ Aggregator verfälscht den Zählerstand

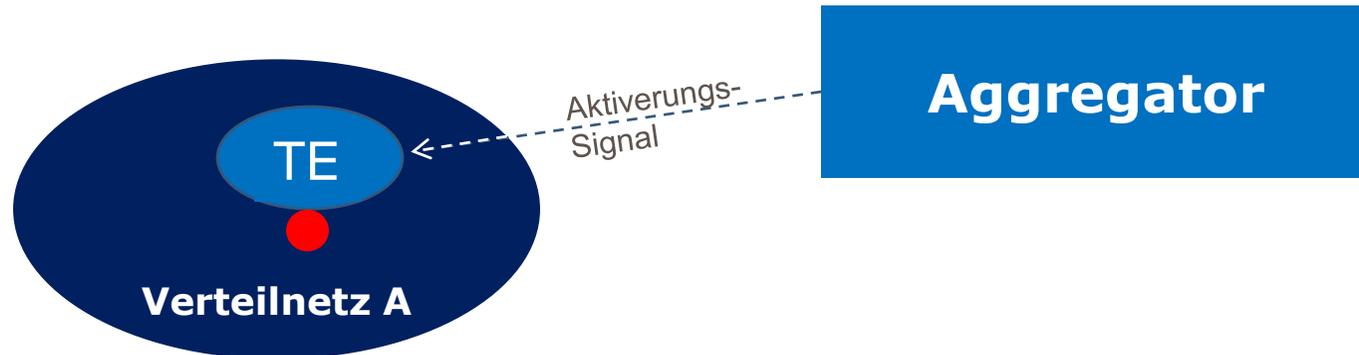


Weiters ist die Frage, welche Energiemengen dann für den Lieferanten überhaupt verrechnungsrelevant sind

→ **Datenaustausch** Anbieter ↔ Bilanzgruppe/Lieferant notwendig

Der Netzbetreiber verrechnet den Tarif auf Basis der Zählerdaten

- Eine Aktivierung technischer Einheiten (TE) durch einen „fremden“ Aggregator verfälscht den Zählerstand
- Ein Anbieter negativer Regelreserve bezieht mehr Energie und muss folglich mehr an den Netzbetreiber bezahlen (entsprechend dem Tarifsysteem)



- Ein spezieller **Tarif** für die Reserveaktivierung wurde entwickelt
- **Datenaustausch (Tarifdaten)** Anbieter ↔ Verteilnetzbetreiber notwendig

Eine gleichzeitige Aktivierung vieler TE in einem Verteilnetz könnte den Netzbetrieb unzulässig beeinflussen (z.B. durch nicht mehr vorhandene Durchmischung der Phasenbelastungen)

→ **Datenaustausch (online-Daten/Plandaten)** Anbieter ↔ Verteilnetzbetreiber notwendig

Es ist also eine Vielzahl von Reserve-Daten erforderlich

- Tarifrelevante Daten (15-min-Werte) je Anbieter je Zählpunkt
- Netzbetrieblich relevante Daten
 - Online – aggregiert bzw. je Zählpunkt
 - Evtl. Plandaten (15-min-Werte)



Netzbetreiber

- Bilanzierungsrelevante Daten
 - Fahrplandaten (15-min-Werte) je Bilanzgruppe/Lieferant
 - Online – aggregiert bzw. je Zählpunkt



Bilanzgruppe

- Sonstige Daten:
 - Z.B. Energieeffizienz, Herkunftsnachweis,.....



Lieferant

Für Bereitstellung und Übertragung der Daten sind folgende Aspekte von Bedeutung:

- Wo ist die Datenquelle (Anbieter, TSO,...)?
- Welche Qualität haben die Daten (online-Daten sind u.U. zu ungenau)?
- Wie kann man die Daten möglichst anonymisieren (z.B. muss die Bilanzgruppe nicht wissen, welcher Anbieter aktiviert hat, es reicht das Aggregat aller Anbieter, die TE in der Bilanzgruppe aktivieren)
- Welche Verarbeitung der Daten ist deshalb erforderlich (z.B. die Bildung von Integralen, Aggregaten, etc.)?
- Wer kann diese Verarbeitung am effizientesten übernehmen?
- Wie kann man die Datenwege optimieren (z.B. Minimierung der erforderlichen Datenwege vom Anbieter weg zu Netzbetreibern oder Bilanzgruppen)?
- Wie können die gemeldeten Daten überprüft werden?

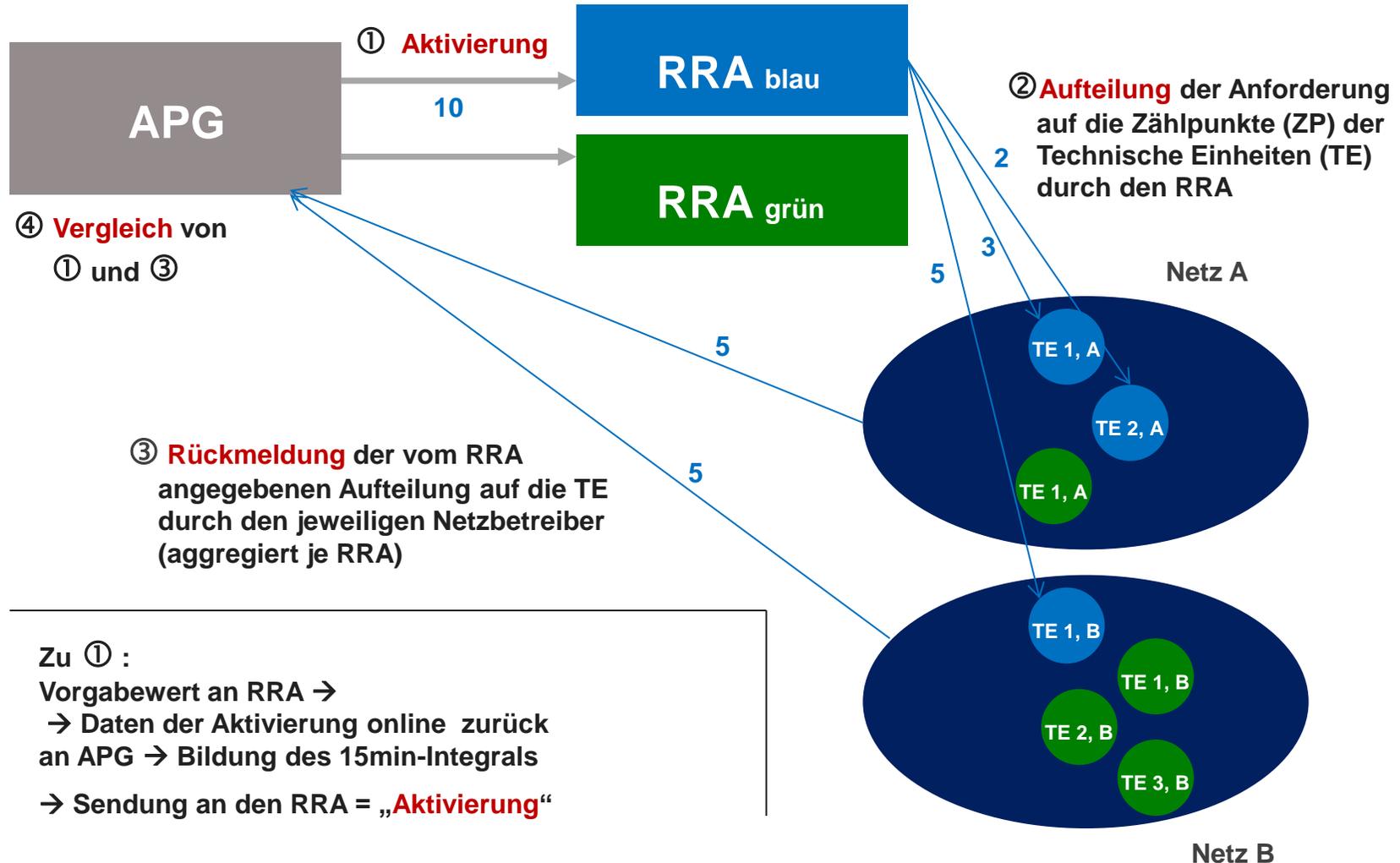
Der neue „**Reserve**“-**Tarif** berücksichtigt Mehrbezüge aufgrund von Aktivierung negativer Reserve

→ zählpunktsscharfe Ermittlung der aktivierten Reserve erforderlich

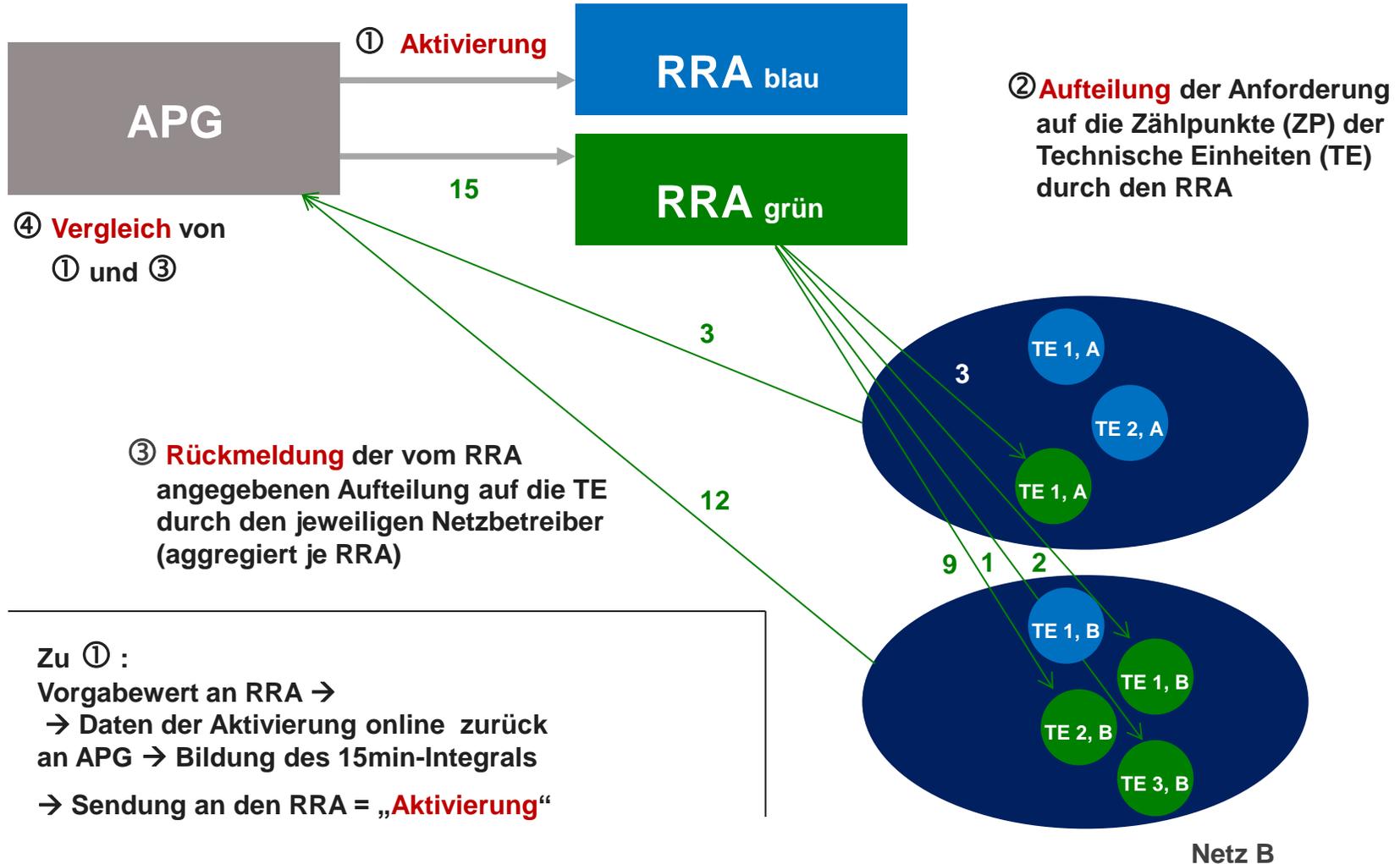
→ wie kann man feststellen, ob die dem Netzbetreiber gemeldeten Werte der Realität entsprechen („Tarifoptimierung“ nicht ausgeschlossen)?



Entwicklung eines Plausibilitätschecks – „**Datenkarussell**“

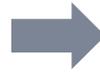


Zu ① :
 Vorgabewert an RRA →
 → Daten der Aktivierung online zurück
 an APG → Bildung des 15min-Integrals
 → Sendung an den RRA = „Aktivierung“



Zu ① :
 Vorgabewert an RRA →
 → Daten der Aktivierung online zurück
 an APG → Bildung des 15min-Integrals
 → Sendung an den RRA = „Aktivierung“

Erwünschte Reaktion von Erzeugern/Verbrauchern in gestressten Situationen



z.B. Lastreduktion bei stark sinkender Frequenz
→ Anschlussbedingung

Pauschales Verhalten von Verbrauchern abhängig von Netzparametern im Normalbetrieb



z.B. Kühlaggregate mit frequenzabhängiger Energieaufnahme;
keine Reserve im eigentlichen Sinn
→ Anschlussbedingung (optional)

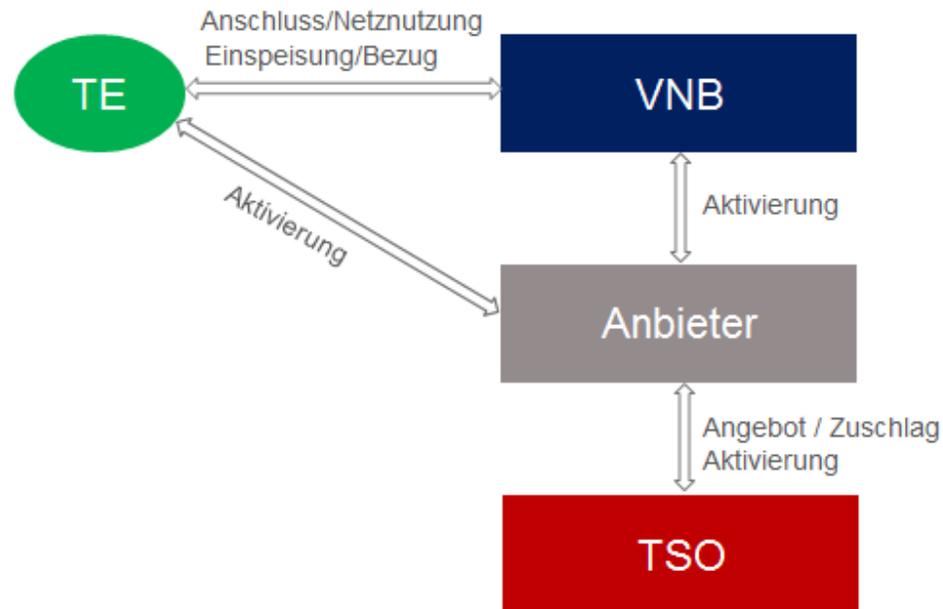
Dezidierte Reserven mit Qualitätsanforderungen, Bereitstellungspflicht und Monitoring



Klassische Reserven zur Frequenz- und Spannungsstützung bzw. zum Engpassmanagement
→ Beschaffung über Markt

- Regelreserve: bereits jetzt im Einsatz bzw. absehbar
- Engpassmanagement: vorrangig für das Verteilnetz selbst bzw. die Begrenzung/Steuerung der Übergaben ins Übertragungsnetz ; noch keine klassische Reserve – z.B. über einen Markt organisiert
- Spannungshaltung: bereits jetzt Teil der Anschlussbedingungen (TOR D4), aber noch keine klassische Reserve – z.B. über einen Markt organisiert

Verträge für Regelreserven



Mögliche Einschränkungen müssen bereits in den Angeboten berücksichtigt werden.

→ Auf der Basis dieser Verträge kann der TSO Angebote aktivieren ohne die Durchführbarkeit beim Verteilnetzbetreiber hinterfragen zu müssen

Wird eine große Zahl von Kleinanlagen gepoolt, stellen sich z.B. noch folgende Fragen:

- Monitoring: Wie kann man den Einsatz monitoren – onlinewerte aller Anlagen sind nicht realistisch; welche Aggregationsstufen lässt man zu bzw. welche Daten muss der Anbieter liefern?
(Konzept Regelreserven bei APG: es genügen Poolwerte und nachvollziehbare Systemwerte des Einsatztools beim Anbieter für Stichproben)

Herausforderung „Arbeitspunkt“:
die aktivierte Leistung wird als

$$P_{\text{akt}} = P_{\text{ist}} - P_{\text{Arbeitspunkt}}$$

berechnet.

→ Wie ermittelt man diesen Arbeitspunkt?



- Begrenzte Speicher: insbesondere für Batterien muss ein Regelement gefunden werden, das die Aktivierbarkeit über den Ausschreibungszeitraum garantiert (Lademanagement)
- Nachholeffekte: wenn z.B. thermisch geführte Kleinstanlagen (wie Wärmepumpen) zum Einsatz kommen, muss das Nachholen/Verschieben von Energiemengen berücksichtigt werden.
- Energieeffizienz: Wie sind Anlagen zu sehen, die Energie vernichten (negative Reserve);
Beispiele: Wasser über das Wehr rinnen lassen, Heizstäbe ohne Nachnutzung der Wärme, ...

