



# Redispatch 3.0, Datenraum und Intelligentes Energiemanagement im Verteilnetz

Prof. Dr.-Ing. Michael Laskowski

EVIDEN



# Die Transition der Energiewirtschaft erfordert Antworten, um den Herausforderungen der Energiewende gerecht zu werden

100% Erneuerbare Energiesysteme



Digitalisierung



Integration von Prosumern



Dezentrale Energieerzeugung



Wasserstoff-Industrie



Versorgungssicherheit im KRITIS-Umfeld

# Die Dezentralität der erneuerbaren Energien erfordert ein neues Regime beim Redispatch

- Auf dem **Weg zur Klimaneutralität** und **energetischen Unabhängigkeit** erfolgt ein enormer Ausbau erneuerbarer Energien (EE) mit dem Schwerpunkt der **Dezentralität** und gleichzeitig der **Stilllegung konventioneller stabilisierender Kraftwerke**.
- Das dadurch limitierte **positive Redispatch-Potenzial** stellt die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bereits heute vor große Herausforderungen bei der Wahrung der **Systemsicherheit und –stabilität**.
- Durch die **Dekarbonisierung und Digitalisierung** von Industrie-, Wärme- und Verkehrssektor entstehen zeitgleich viele Millionen **kleinteiliger und dezentraler Flexibilitätspotenziale** (E-Fahrzeuge, Wärmepumpen, Batterie-Kleinspeicher).
- Das heute existierende **kostenbasierte Redispatch-Regime** ist ungeeignet, um die kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten im Redispatch zu berücksichtigen, da die **Kosten eines Redispatch-Eingriffes** nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand adäquat abgebildet werden können.
- Durch die Erhöhung des **Gleichzeitigkeitsfaktors** sowohl bei der **Einspeisung von EE als auch bei den Lasten** (Wärmepumpen, E-Fahrzeuge) werden bei den VNB im ungünstigsten Fall **kritische Netzengpässe** erzeugt, die heute langfristig nur durch Netzausbaumaßnahmen oder kurzfristig durch Abschaltungen behoben werden können.
- **Neue sektorübergreifende Lösungen** wie z.B. die Wasserstoff-Technologie stehen (wenn auch noch nicht wirtschaftlich) bereit und können zukünftig hohe Flexibilitätspotentiale für das Gesamtsystem liefern.

# Die „Energiewende vor Ort“ ist Bestandteil unserer klimabedingten Energie-Transition in Deutschland

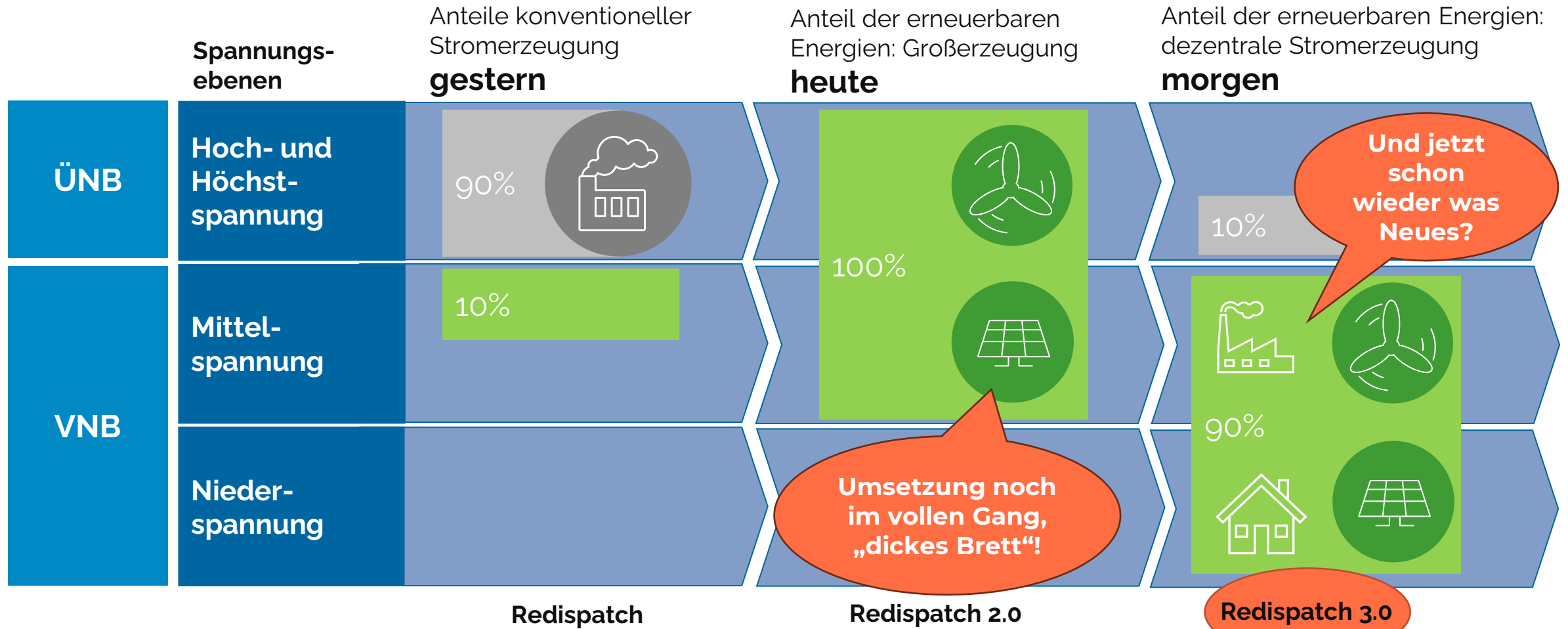
- Erneuerbare Energien sind als **lokale Ressource** zu verstehen
- „Energiewende vor Ort“ (EU-Richtlinie RED II und III<sup>\*)</sup>) dient als **Basis zur lokalen Versorgung** aus erneuerbaren Quellen und ermöglicht neue Geschäftsmodelle
- Lokale EE-Nutzung erhöht den **Einsatz von Flexibilitätsoptionen**, liefert einen **Beitrag zur Systemstabilität** und schont Verteil- und Übertragungskapazitäten
- **Gebäude- und sektorenübergreifende Energieversorgungskonzepte** wie z.B. Quartiere **erschließen Synergieeffekte**, steigern gemeinschaftlich den lokalen EE-Eigenverbrauch, reduzieren die CO<sub>2</sub>-Emissionen und optimieren den quartiersbezogenen Carbon Footprint

## EVIDENZ

<sup>\*</sup>) RED: EU-Renewable Energy Directive (RED I, II, III)



# Redispatch in der Energiewirtschaft entwickelt sich weiter: Lösungen im dezentralen Umfeld werden notwendig



# EU action plan „Digitalising the energy system“ ist auf dem Weg zu einem gemeinsamen europäischen Datenraum



Strasbourg, 18.10.2022  
COM(2022) 552 final

COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN  
PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL  
COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS

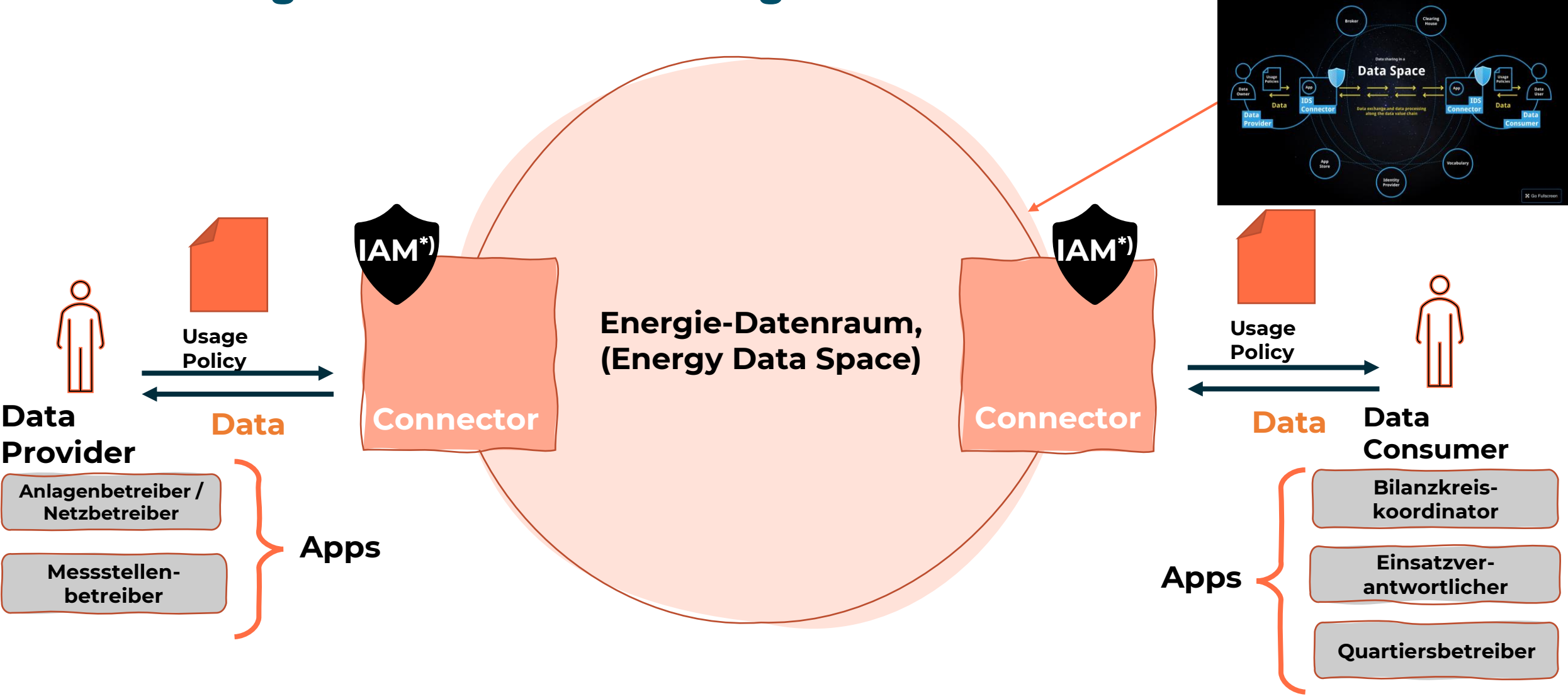
**Digitalising the energy system - EU action plan**

{SWD(2022) 341 final}

## Wesentliche Aussagen aus „Digitalising the energy system – EU action plan“ vom 18.10.2022

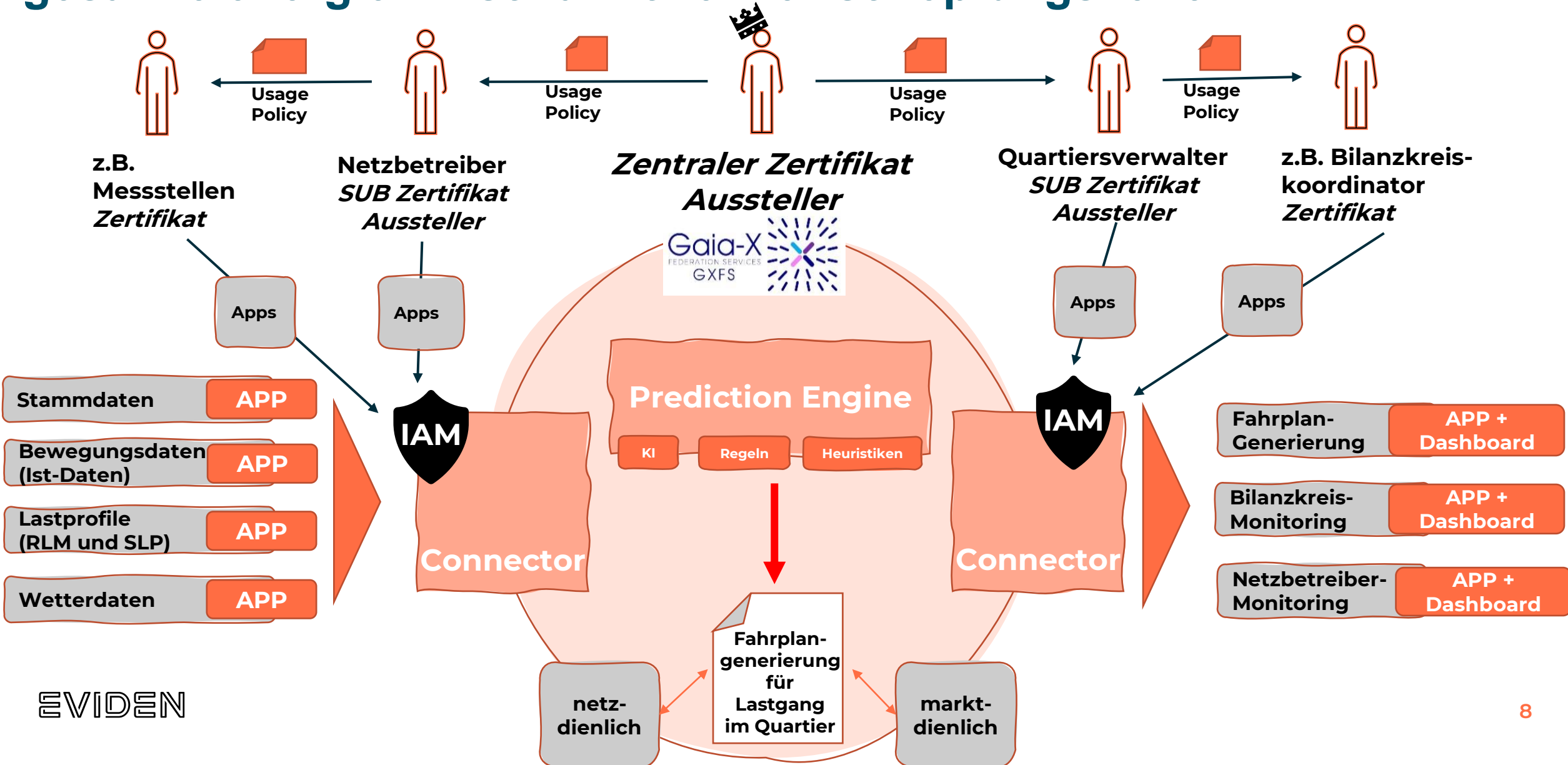
- Europa braucht einen gemeinsamen **europäischen Energiedatenraum** und muss **bis spätestens 2024** mit dessen Aufbau beginnen
  - Die Kommission wird bis spätestens **März 2023** die **Arbeitsgruppe „Data for Energy“ (D4E)** einrichten
  - **D4E** wird die **Abstimmung** zwischen dem **Energie-** und dem **Mobilitätsdatenraum** sicherstellen, die Systemintegration unterstützen und **sektorübergreifende Dienste anbieten**
  - **D4E** wird die EU-Kommission auch dabei unterstützen, die **Verwaltung des gemeinsamen europäischen Datenraums für Energie** umzusetzen
- Das **Data Spaces Support Centre** wird Leitlinien für die kommenden **sektoralen Datenräume** bereitstellen, indem es relevante **Technologien, Prozesse und Werkzeuge zur Verfügung stellt**

# Die grundlegende Architektur eines Datenraums für RD3.0 erfüllt die Anforderungen an einen EU-Energie-Datenraum



\*) IAM: Identity and Access Management → sicherer Zugang zu Applikationen und Systemen

# Die grundlegende Architektur eines RD3.0 erstreckt sich über die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette





# Der Energie-Datenraum stellt die dezentrale Verbindung zwischen Quartieren und Netz sowie Vertrieb her

## Vertrieb

Energievertriebe,  
Aggregatoren,  
Bilanzkreisverantwortliche,  
Smart Meter Operatoren

RWE EnBW  
**e-on**

## Verteilnetz

Netzbetreiber  
(Mittel- und Niederspannung)  
Smart Meter Operatoren  
Behörden  
(Bundesnetzagentur)



Betrieb einer dezentralen  
**Energie-Datenraums**

Data Platform Operation

e2e security  
(encryption, IAM,  
CSIRT, SIEM/SOC)

Implementation  
of use cases

Edge

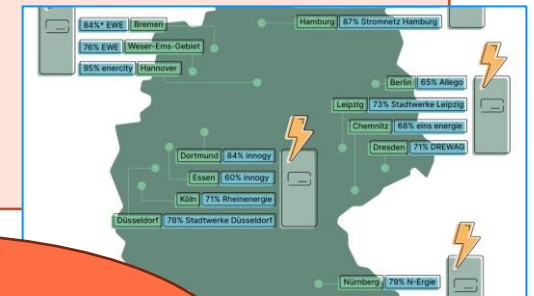
Core Infrastructure (Managed Cloud)

## Quartier, Smart Cities

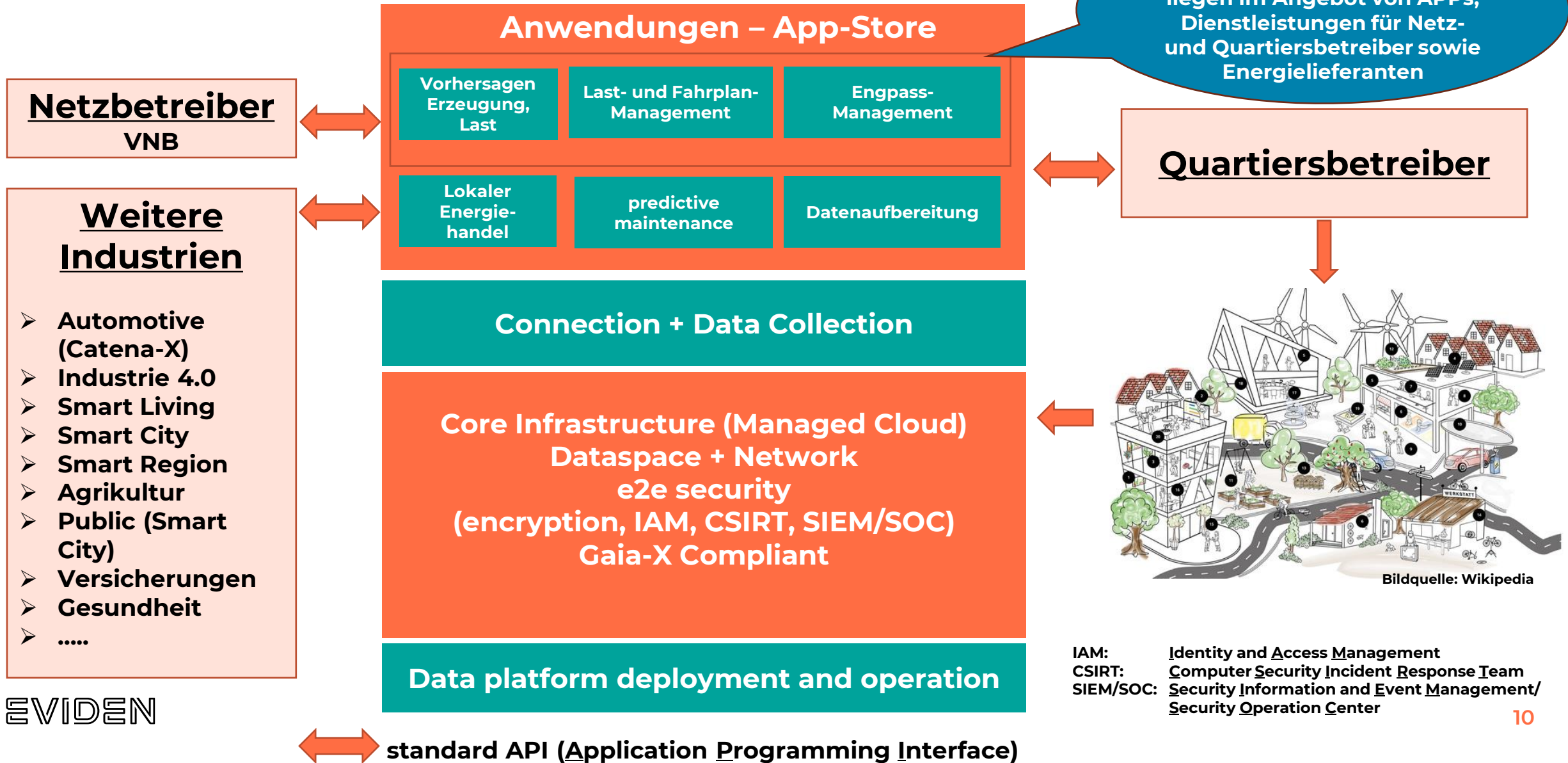
Quartier Management,  
Kleine, mittlere Unternehmen,  
Anlagenbetreiber wie:  
- Wasserstoff  
- Speicher  
- BHKWs  
- Facility Management  
- Heizung, Wärmepumpen  
- Engpass-Management

Die Frage nach **dem**  
Geschäftsmodell ist  
noch unbeantwortet!

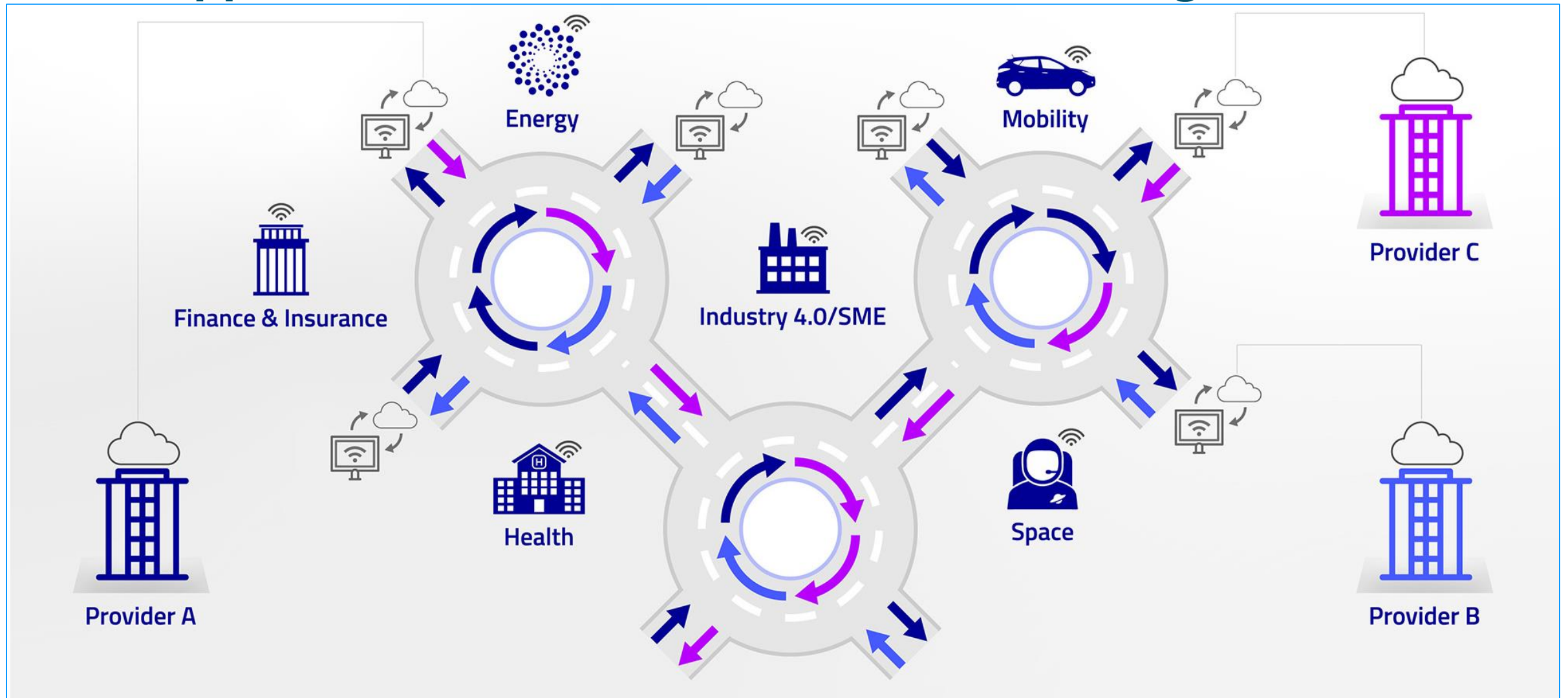
Womit verdient der  
Plattformbetreiber  
sein Geld?



# Aufbau eines Energy Data Space (EDS), Applikationen und Infrastruktur



# Energy Data Spaces lassen sich mit Datenräumen anderer Industrien koppeln, um zusätzliche Mehrwertdienste zu generieren



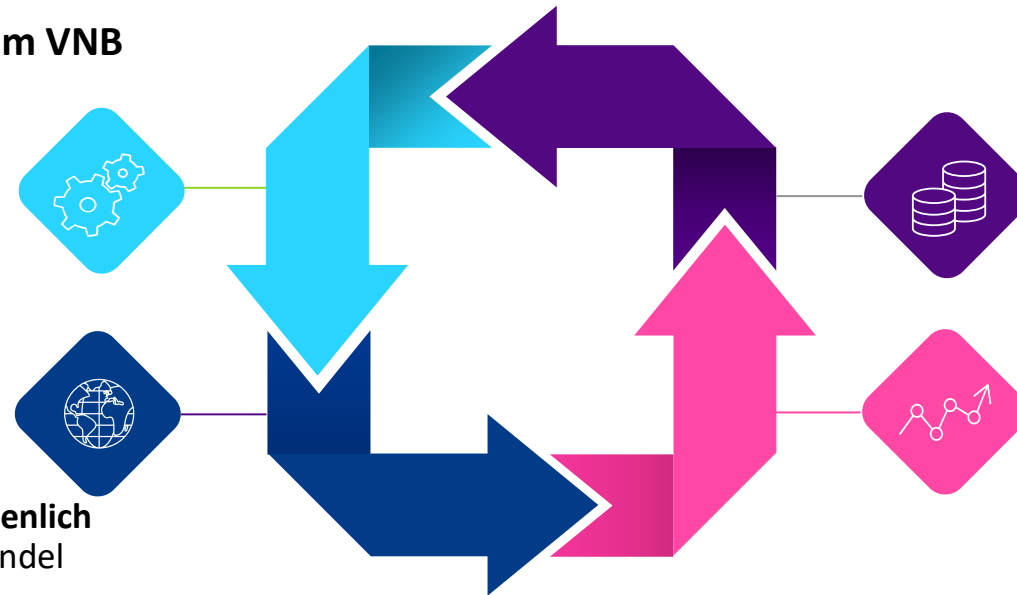
# Wie könnten Geschäftsmodelle und KPIs\*) eines Quartierbetreibers bei RD 3.0 zukünftig aussehen?

## KPI: Engpass-Management beim VNB

- Quartiere verhalten sich **netzdienlich** → Fahrplan
- Quartiere werden vom VNB dafür **incentiviert**  
→ Bisher keine konkreten regulatorischen Vorgaben

## KPI: Marktwirtschaftlichkeit

- Quartiere verhalten sich **marktdienlich**
- Quartiere nehmen am Energiehandel teil (z.B. **Arbitrage-Geschäfte**)
- Quartiere **gleichen untereinander Energiemengen** aus



## KPI: Autarkie

- Quartiere streben nach einem hohen (bilanziellen) **Autarkiegrad**
- Der Netzanschluss dient im Wesentlichen nur zur Absicherung von **Residualenergie**
- Quartiere bauen hierfür eine eigene **interne Infrastruktur** auf (Elektrolyseure, BHKWs, H<sub>2</sub>-Netz, ...)

## KPI: nur Einsatz Erneuerbarer Energien

- Quartiere streben eine Versorgung von ausschließlich **erneuerbaren Energien** an
- Quartiere bauen hierfür eine **eigene Infrastruktur** auf (PV, Wind (extern), H<sub>2</sub>-Strukturen, E-Mobilität, Wärmepumpen)
- Der Netzanschluss dient im Wesentlichen zur **Anbindung externer EE-Anlagen** (z.B. PV-, Windparks) und zur Beschaffung von **weiterer Residualenergie** aus erneuerbaren Energien

**Die vier KPIs sind inkongruent und können nicht gleichzeitig umgesetzt werden. Das Netz-KPI dominiert (siehe BDEW-Ampelmodell), die weiteren Geschäftsmodelle folgen gleichberechtigt.**

# Erfolgsfaktoren für die Einführung und den Betrieb eines marktorientierten RD3.0

Zur Erzielung einer **vollumfänglichen Umsetzbarkeit von RD3.0 und der Einbindung von kleinteiligen und dezentralen Flexibilitäten** aus Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie Verbrauchseinrichtungen besteht umfassender Handlungsbedarf:

- **Markt- und datenseitige Kompatibilität zu Redispatch 2.0**, keine grundsätzlich neuen Datenstrukturen bei der Umsetzung von RD3.0, ansonsten keine Akzeptanz bei den VNBs
- **Regulatorische Maßnahmen und Anpassungen** bei der Anerkennung der Incentivierungskosten beim VNB bei netzdienlichem Verhalten  
→ § 13a EnWG ist um Regelungen zur marktbasieren Beschaffung und Vergütung von kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten sowie zum bilanziellen Ausgleich nach Abs. 2 zu ergänzen
- **Weitere Geschäftsmodelle** neben dem reinen netzdienlichen Verhalten sind gleichermaßen akzeptiert
- **Steigerung der Marktattraktivität** für alle betroffenen Marktteilnehmer:  
nur wenn **alle beteiligten Marktteilnehmer für sich einen Nutzen sehen**, kann RD3.0 erfolgreich umgesetzt werden
- Für **Betreiber von Energy Data Spaces**:
  - **Angebot von APPs** für netznahe, vertriebliche und andere Dienstleistungen
  - **Wirtschaftliche Marktgröße** zur Reduktion von Transaktions- und Investitionskosten
  - **Anbindung von weiteren Data Spaces** zur Steigerung und Verbesserung von Dienstleistungsangeboten
  - **Umverteilung der Betriebskosten** auf die Nutzer des Energy Data Spaces durch geeignete Preismodelle

# Nächste notwendige Schritte zur zeitgerechten Einführung von RD3.0

- Angesichts einer **Redispatch-Lücke im dezentralen Umfeld** sowie langer Entwicklungs- und Einführungszeiträume ist eine **zeitnahe Erprobung von RD3.0** dringend geboten:
  - **Anstoß von Förderprojekten** zur Erprobung und Akzeptanzsteigerung von RD3.0-Maßnahmen
  - Stufenweises Vorgehen in Pilotprojekten bis zur **Standardisierung und Skalierung**
  - **Konsultation des Konzepts**, Ausweitung bestehender und Initiierung neuer **Pilotprojekte und Reallabore**
- **Lessons learned aus RD2.0** berücksichtigen:
  - **Pragmatische Lösungen, Komplexitätsreduktion**, agile Planung und Entwicklung, parallele Weiterentwicklung energiewirtschaftlicher Prozesse
- **Gesetzliche Rahmenbedingungen** schaffen:
  - Die Einführung eines ergänzenden **marktbasierten Redispatch** ist konform mit EU-Recht und juristisch geboten. Diesen Anforderungen genügt das deutsche Energierecht bislang nur unzureichend. EnWG (§13a) ist daher zu erweitern.
  - Eine **gleichberechtigte Kostenanerkennung** für den Redispatch von Verbrauchseinrichtungen (ARegV)<sup>\*)</sup> würde Anreize zur Hebung lastseitiger Flexibilitäts-Potenziale setzen. Die „Freiwillige Selbstverpflichtung“ (FSV) Redispatch ist daher zu erweitern.

EVIDEN

**Vielen Dank für  
Ihre  
Aufmerksamkeit!**

**Gibt es Fragen?**

