

Quo vadis Deutschland?

Überblick über aktuelle
Herausforderungen an der
Schnittstelle **Energiesystem** und
Elektromobilitätssystem

Aktuelle **Fragestellungen** und **Antworten** in den Medien

Reicht der Strom für die Elektromobilität?
Infowelt Energie Vattenfall
01.06.2023

?

!

Keine Blackouts durch Energiewende: Netzagentur will E-Auto-Laden notfalls drosseln
Aufladen und Tanken 23.05.2023

Sind die Netze fit für die Mobilitätswende?
Tagesschau 25.11.2022

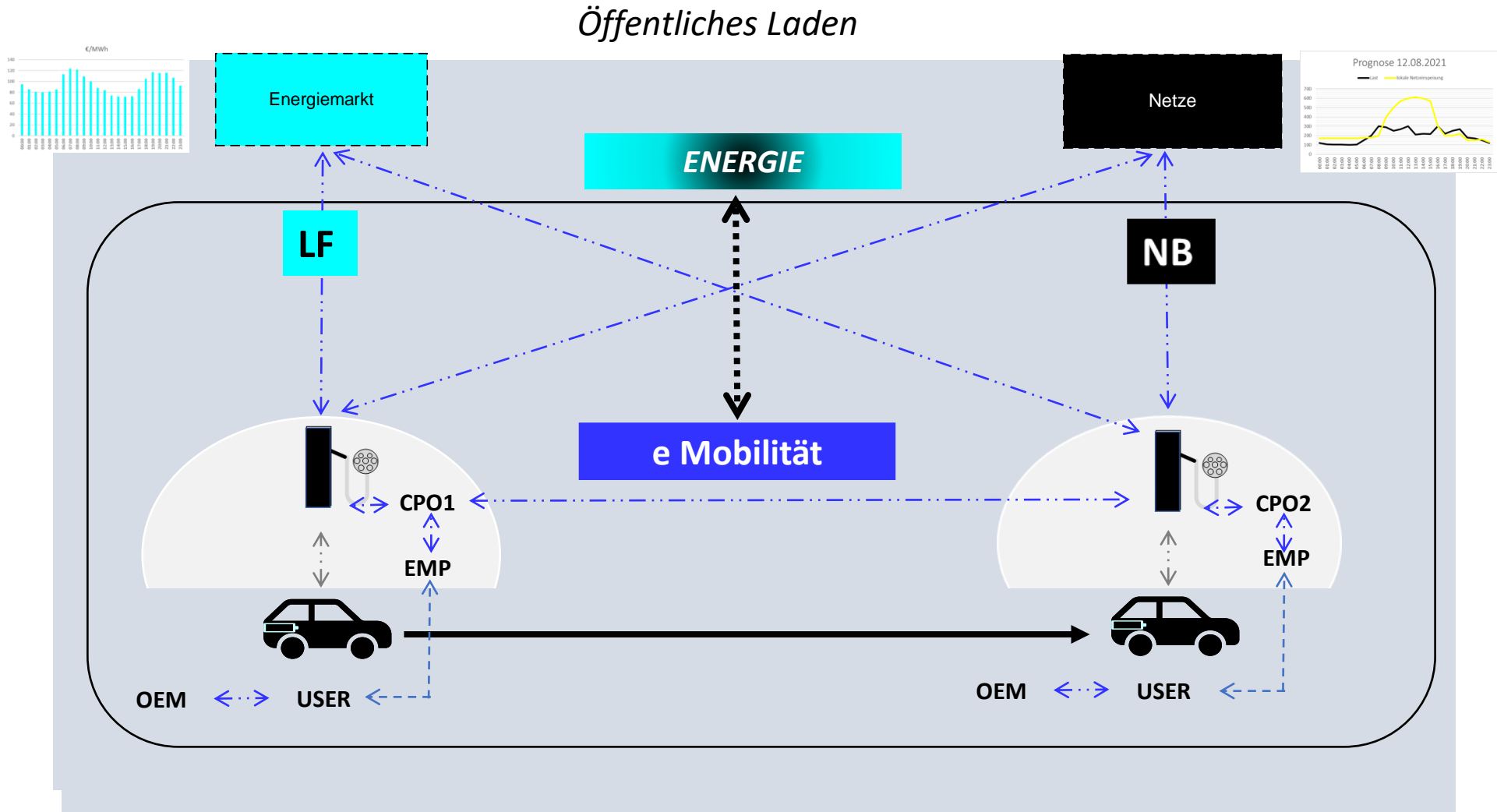
Blackout-Angst - erstes Land plant Fahrverbote für Elektroautos
Focus 12.12.2022

Drohen Stromausfälle durch immer mehr Elektroautos?
NTV, 14.01.2023

Um Stromausfälle zu vermeiden: E-Autos sollen mit Stromnetz kommunizieren
Euractiv, 01.06.2023

Unsere Fragestellung

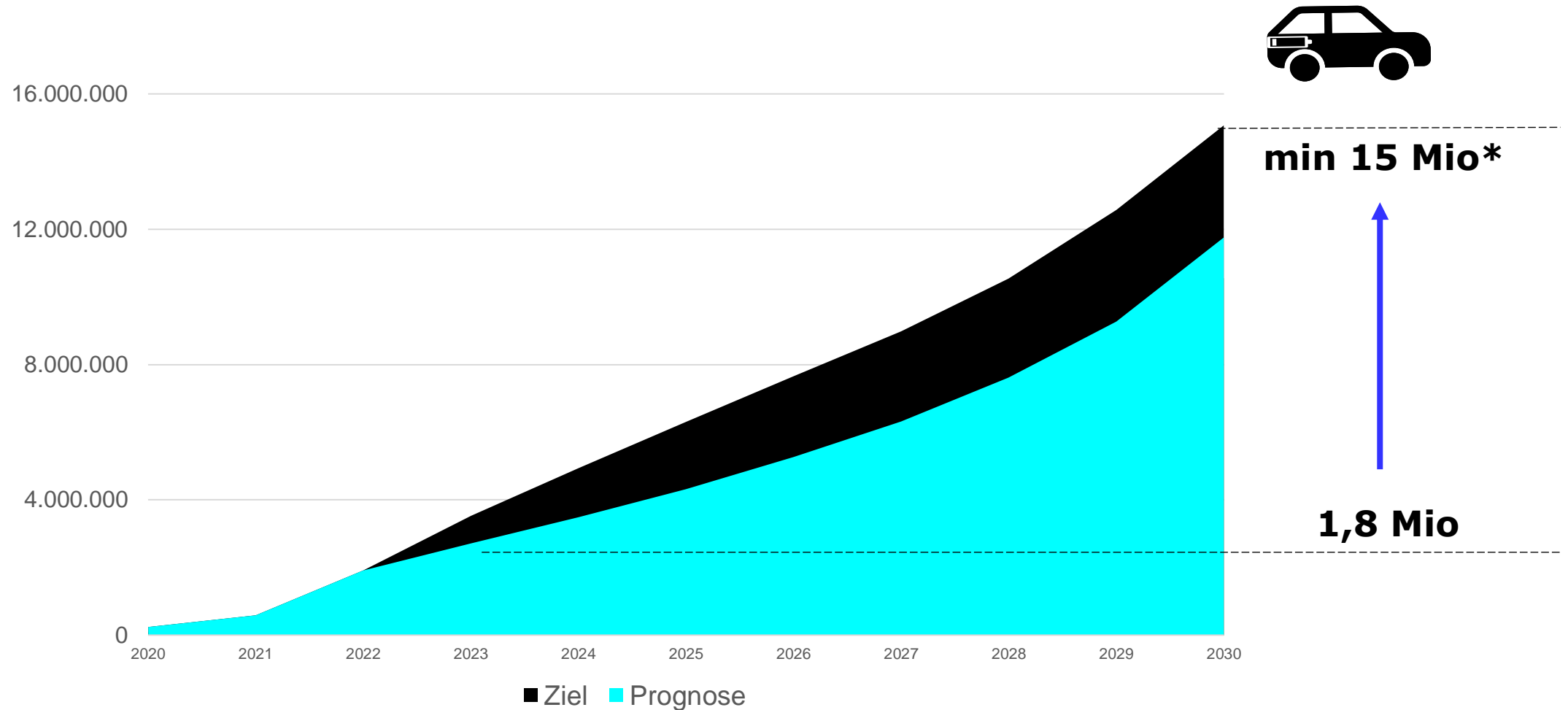
Wie kann man flexibles Ladeverhalten anreizen?



Relevante Hochläufe

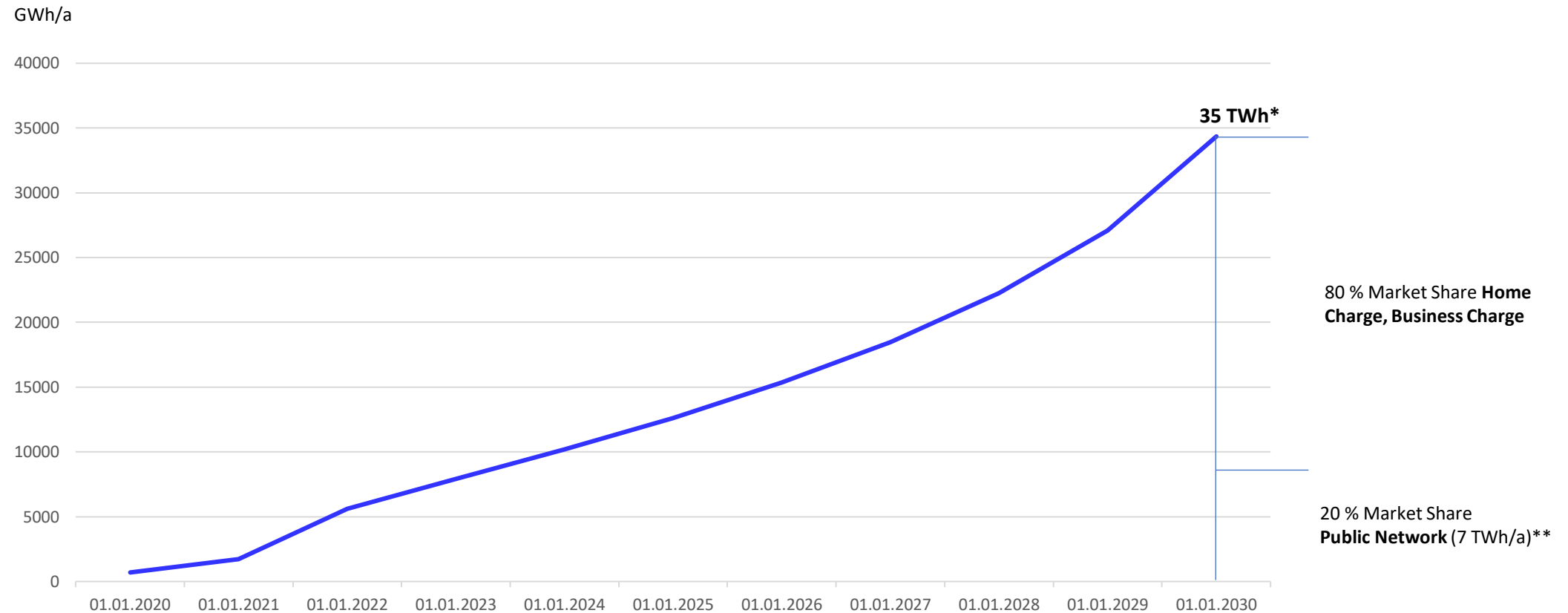
Hochlauf der Elektroautos in Deutschland

Prognose Entwicklung Anzahl Elektro-PKW (BEV + Plug-in-Hybride)



Hochlauf des Ladestrombedarfs in Deutschland

Entwicklung Ladestrombedarf gesamt 2030



* Eigene Einschätzung auf Basis \varnothing 8 kWh/ Tag und 40 km/ Tag Distanz

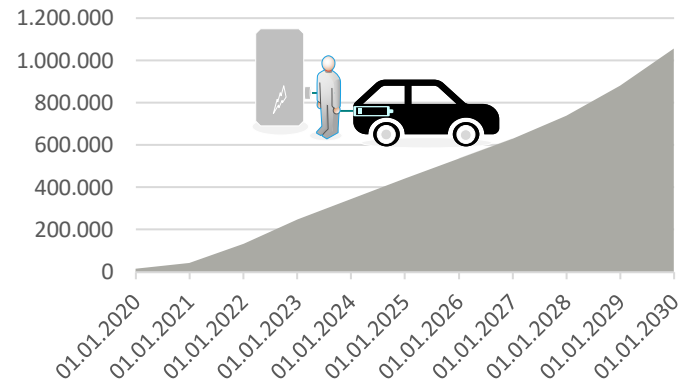
Forecast Fraunhofer ISI, NEP, 2030 für Netze BW, rund 6 Mio BEV, 15 TWh/a, BMWI Stromprognose (2021) 44 TWh PKW, 17 TWh schwere LKW, 7 TWh leichte LKW, BEM 23 TWh bei 10 MIO BEV;

** 9-12,3 TWh lt.. Studie Ladeinfrastruktur nach 2025/2030 (BMVI, 2021) je nach Szenarien und Ladepunkten Privat (5,4-8,7 Mio) und Arbeitgeber (2,5-2,7 Mio)

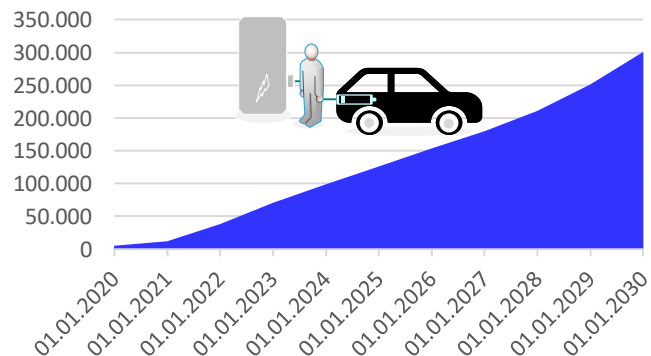
Hochlauf der öffentlich zugänglichen Ladepunkte

Hochlauf öffentlicher Ladepunkte

Ziel'2030 D 1 Mio Ö-LP*



Ziel' 2030 BEM 300.000 Ö-LP**



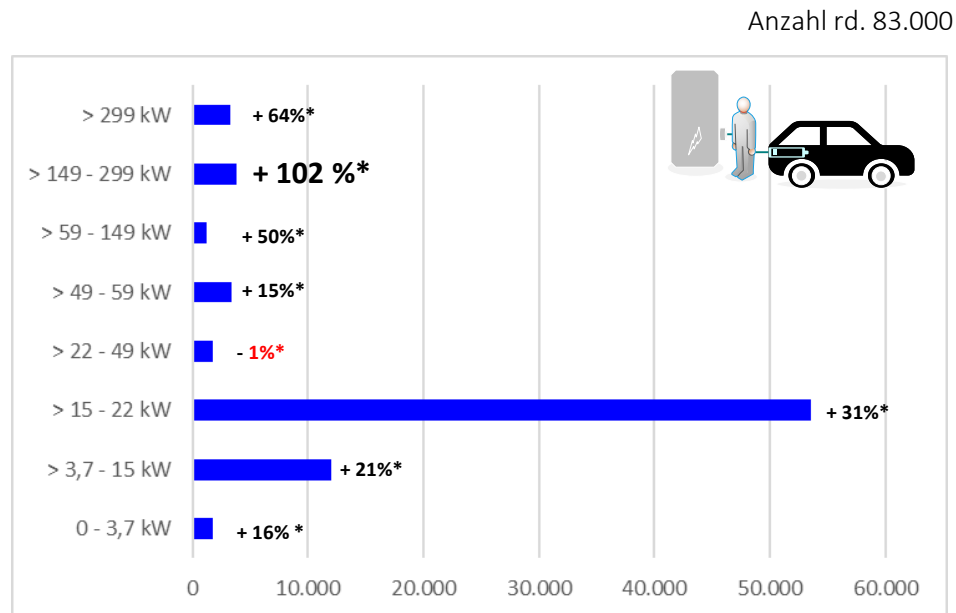
*Zielsetzung Bundesregierung, Beschluss Bundeskabinett, 2022, **BEM-Bundverband der Elektromobilität: Annahme 1/4 Schnelllader, *** Masterplan LIS, 2023, BMDV eigene Berechnungen zu * auf Basis Annahme 7 Ö-LP: 100 Autos, zu ** 2 LP: 100 Autos,; Ö-LP von 440.000-842.000 in 2030 (lt. Leitstelle LIS in RAP, 2021), BDEW

Eckdaten Masterplan LIS***

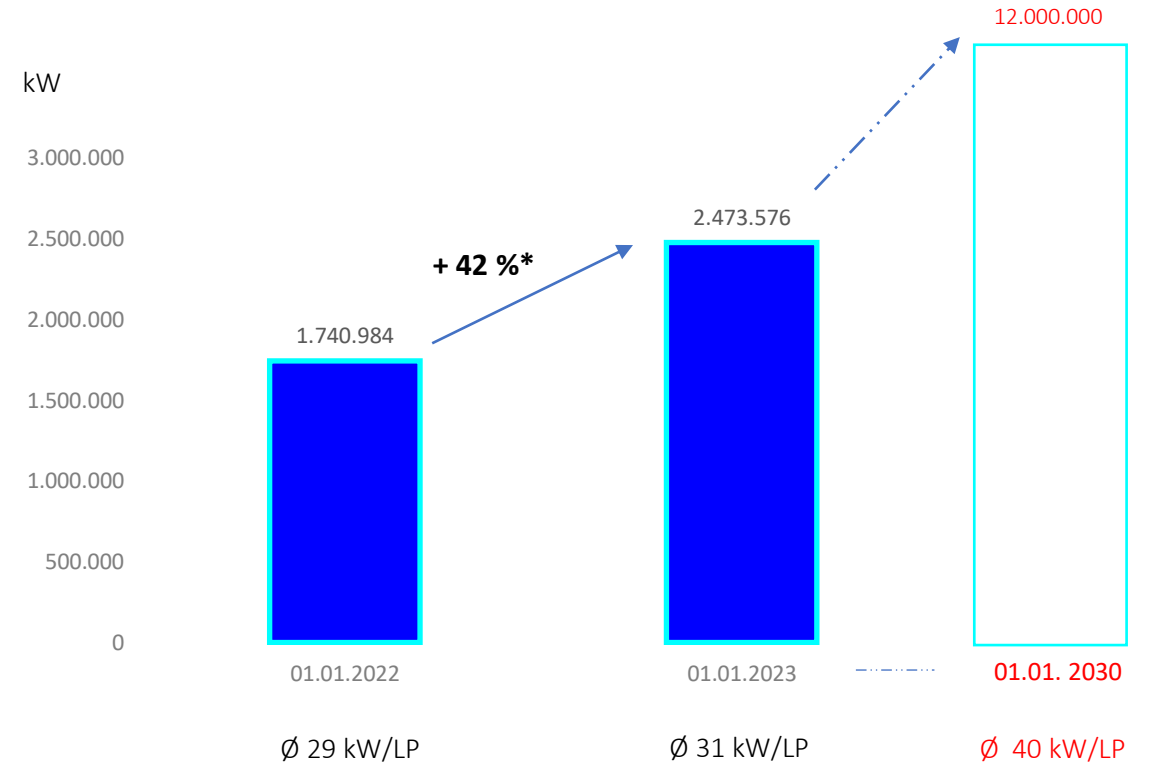
- **StandortTOOL 2.0 der Nationalen Leitstelle LIS** als Zentrales Planungsinstrument
 - Installierte Ladeleistung, Fahrzeugbestand und Fahrzeug-Erwartung, Zielprognosen Ladevorgänge auf Basis von Ladeverhalten der USER
- **Cleanroom-Gespräche** zur Erfassung des Ladebedarfs
 - CPO, Energiewirtschaft, Investoren
- **Meldung nicht öffentlich zugänglicher Ladepunkte an die BNA**
 - Erarbeitung Gesetzliche Grundlage

Hochlauf der Ladepunkte zum Teil über DC-Schnelllader

Stand Anzahl öffentlicher Ladepunkte '23



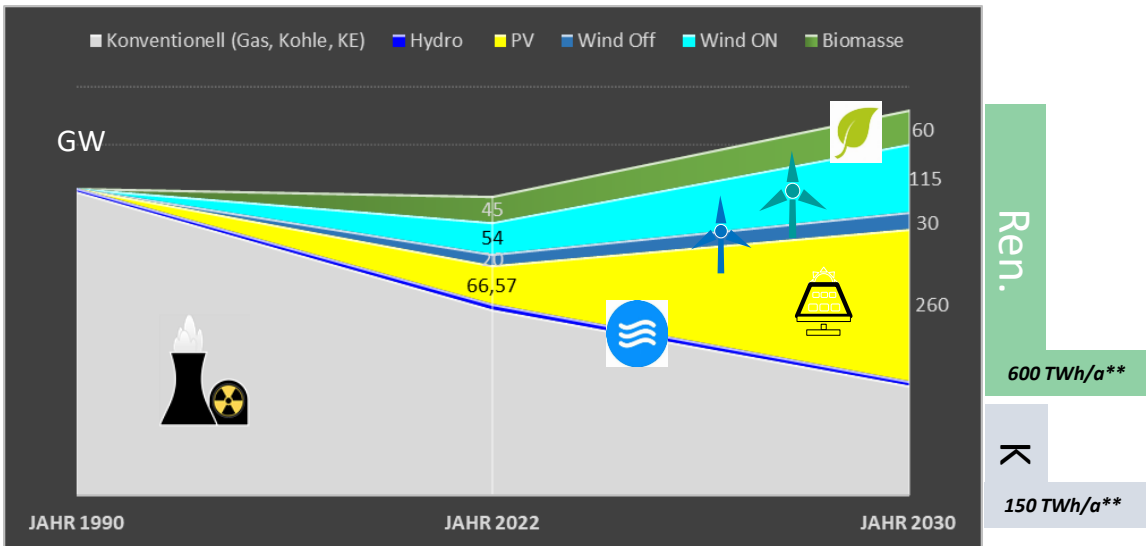
Stand installierte Leistung (öffentl. LP)'23



* % Veränderungen gegenüber '22

Hochlauf der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland

Exemplarische Entwicklung

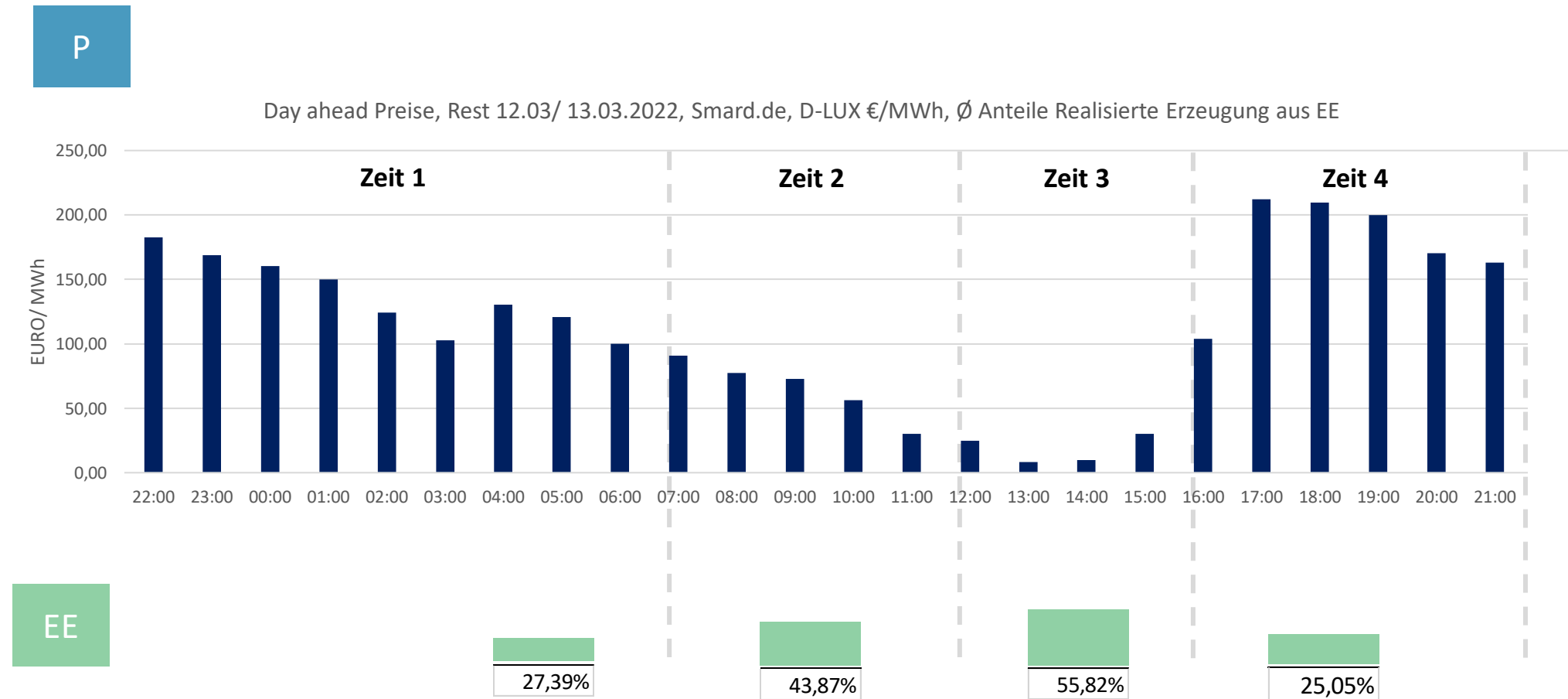


Anmerkungen

- **Zusätzlicher Strombedarf Elektromobilität** kann grundsätzlich aus Erneuerbaren gedeckt werden (u.a. Ausbaupläne Erneuerbarer PV, Off- und Onshore Wind)
- Elektroautos mit rd. 1 TWh Speicherkapazität bieten grundsätzliches **Flexibilitätspotenziale**

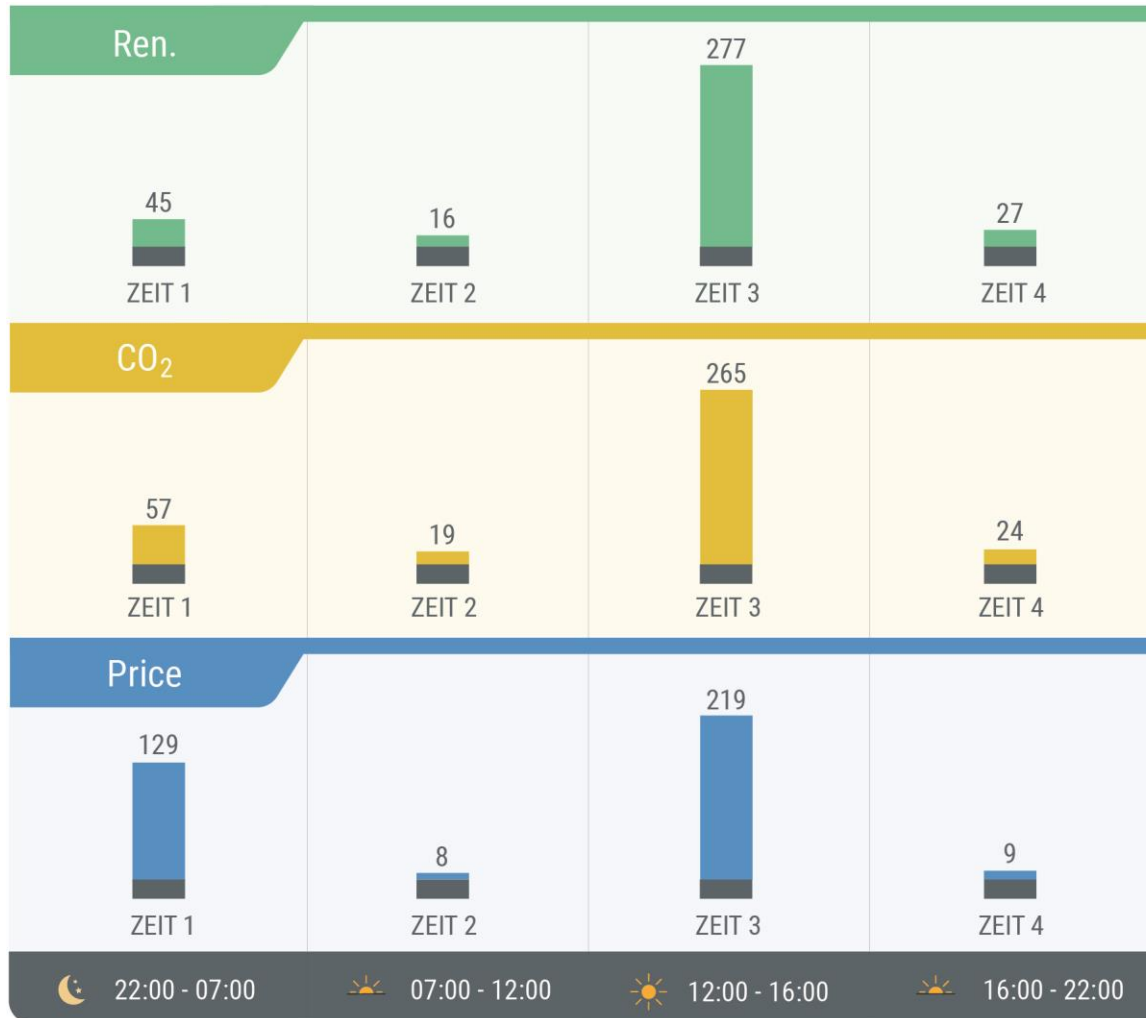
* Quelle BMWK, Osterpaket, eigene Darstellung nach BDEW/UBA, 2022, ** Bundesregierung Energie und Klimaschutz, Ausbauziele, 2023

Zeitliche Struktur der Erzeugung liefert Markt-Opportunitäten



Mittagszeit mit höchsten Anteilen Erneuerbaren im Netz

Merit Order Effekt

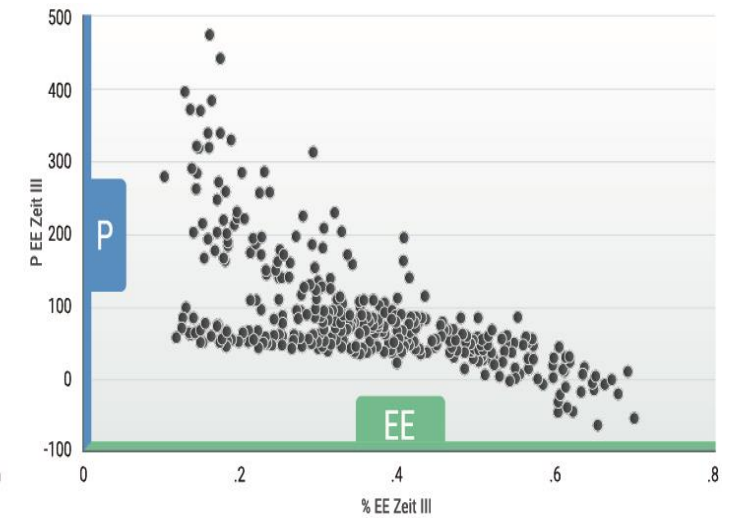
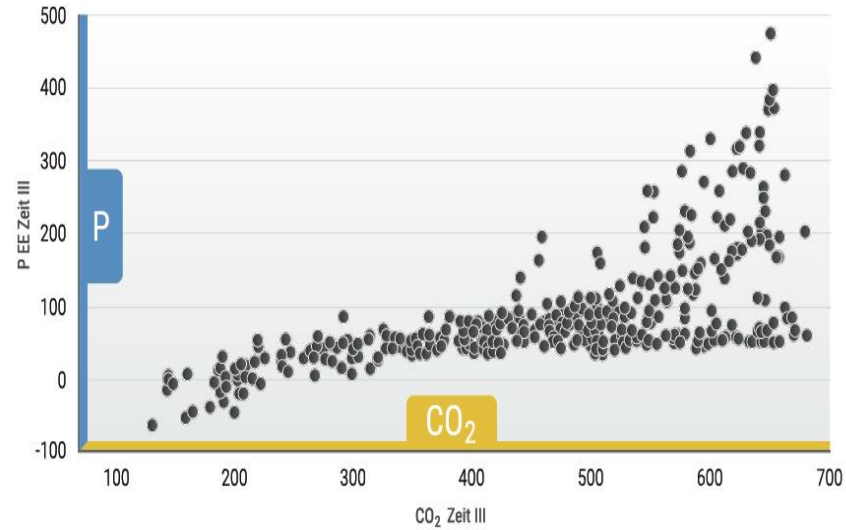
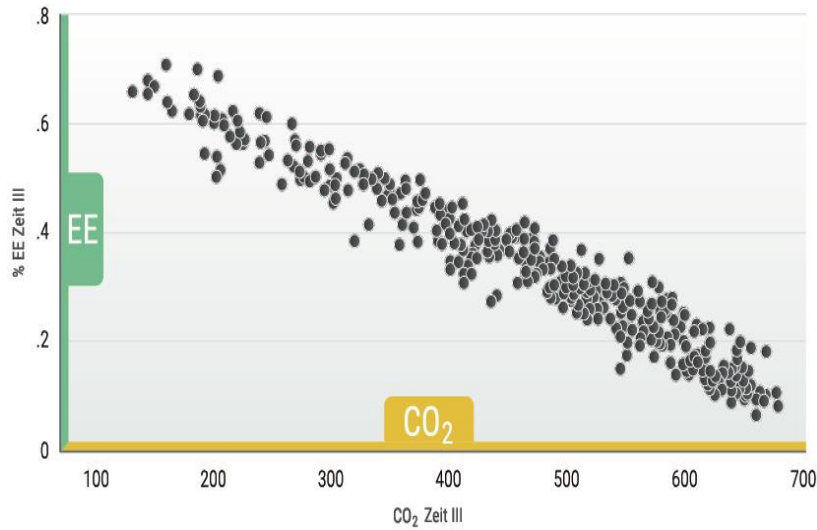


Höchster Anteil Erneuerbarer pro Tag
(Strommix Bilanzzone) trat 277 mal in Zeit 3 auf

Niedrigste CO2 Emissionen pro Tag
(Strommix Bilanzzone) trat 265 mal in Zeit 3 auf

Niedrigste Preis pro Tag – day ahead Spot
(Strommix Bilanzzone) traten 219 mal in Zeit 3 auf
129 mal in Zeit 1 (Nachts)

Starke Korrelationen der Signale in der Mittagszeit



Lokale Lastsituationen sind spezifisch (Transparente Signale?)

Netzsituationen

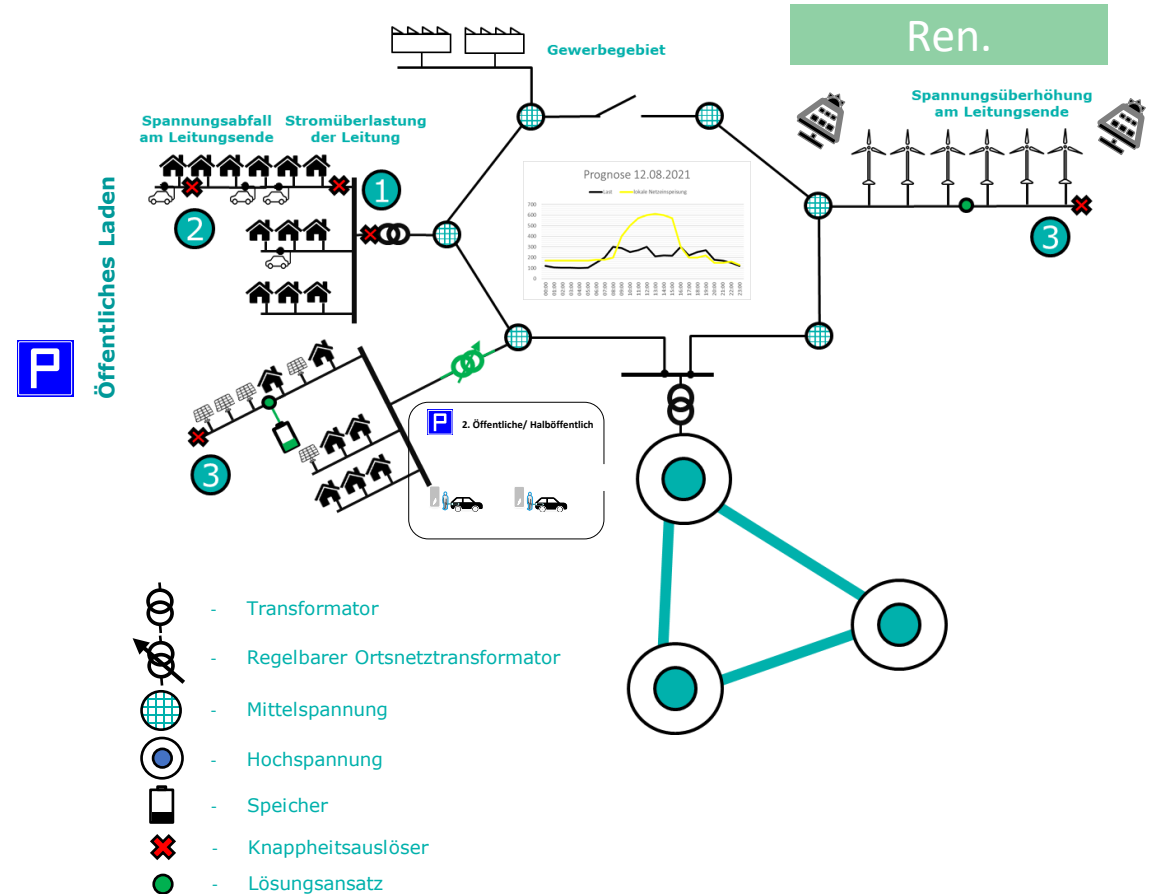
- 1 Punktuelle Grenzwertverletzung aufgrund von thermisch überlasteten Betriebsmitteln durch eine zu hohe Last – auch bedingt durch E-mobilität im lokalen Netz – oft kleine Ladefenster – hohe „gleichzeitige“ Last

➤ **Streckung der Ladefenster und zeitliche Verlagerung von Ladevorgängen**
- 2 Spannungsabfall am Ende der Leitung aufgrund von zu hoher Last im lokalen Netzbereich

➤ **Verlagerung von Ladevorgängen in OFF-PEAK Zeit - Reduzierung der Nachfragelast**
- 3 Spannungserhöhung durch viel Wind und Sonne

➤ **Verlagerung von Ladevorgängen in OFF-PEAK Zeit - Abnahme Erzeugungslast statt Abregelung**

Lokales Stromnetz



Zentrale Herausforderung

**Markt-Opportunitäten nutzen
+ Stromnetze besser
auslasten**

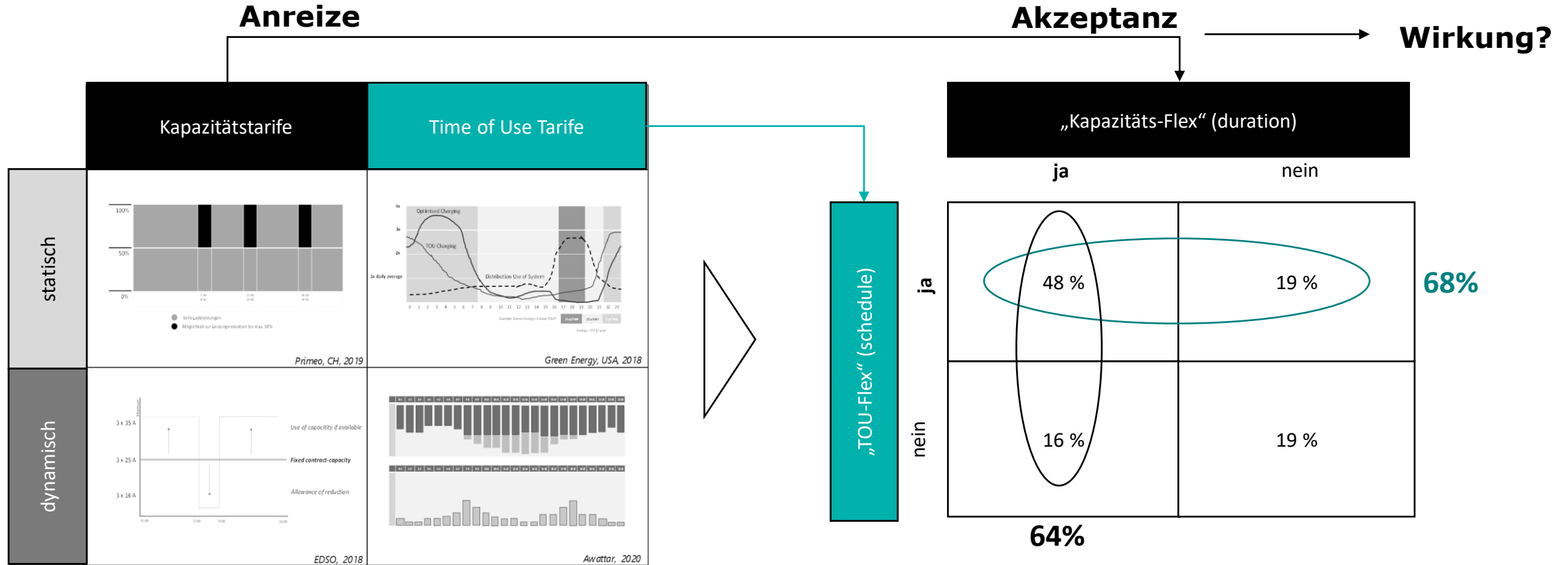
Über Anreizsysteme USER-Flexibilitäten nutzen

ENERGIE

Ladestromtarife aus der Analyse im Projekt „Smarte Ladesäulen“

e Mobilität

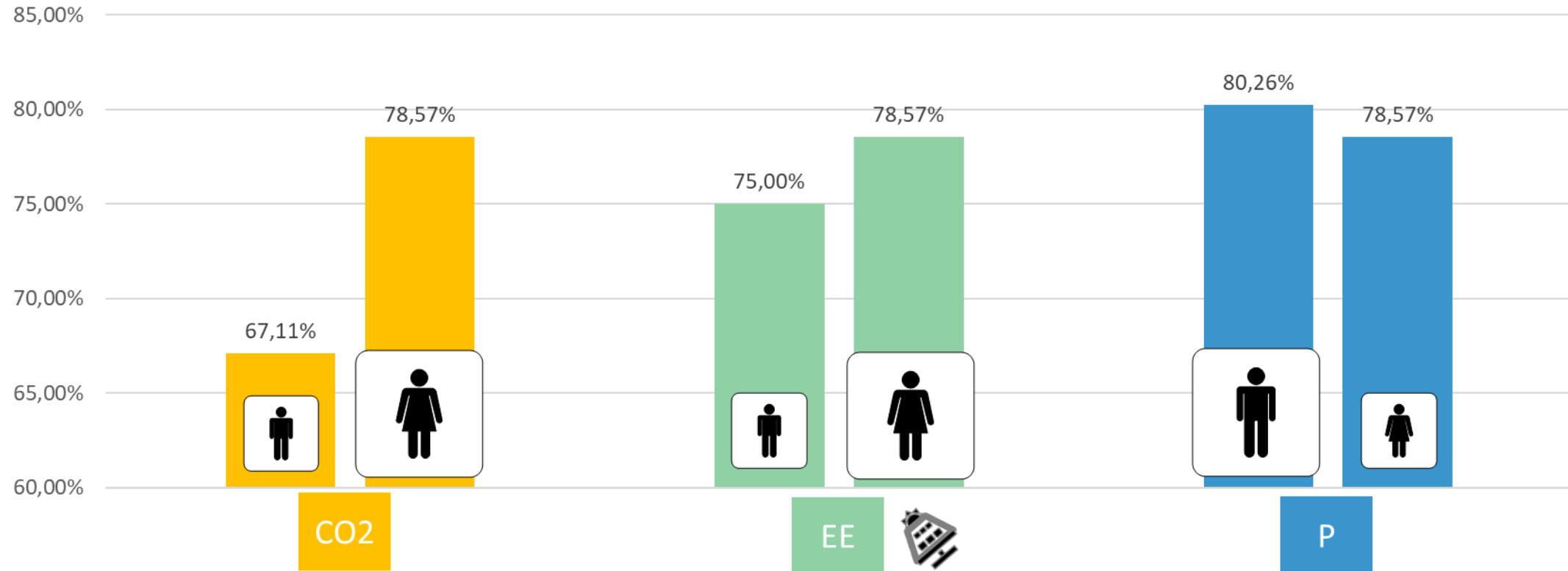
Clustering der BEV-USER anhand ihrer Flexibilitätsbereitschaft



* jhc, Tarifanalyse 2021, EFRE USER-Befragung, 2022

Über Signale öffentliche Ladevorgänge verlagern

Ich würde darauf achten, meine Ladevorgänge in Zeiten niedriger CO2-Emissionen/hoher Anteile Erneuerbarer, niedriger Preise zu legen (TOP2 Werte), n = 90



Signale ausreichend stark gestalten

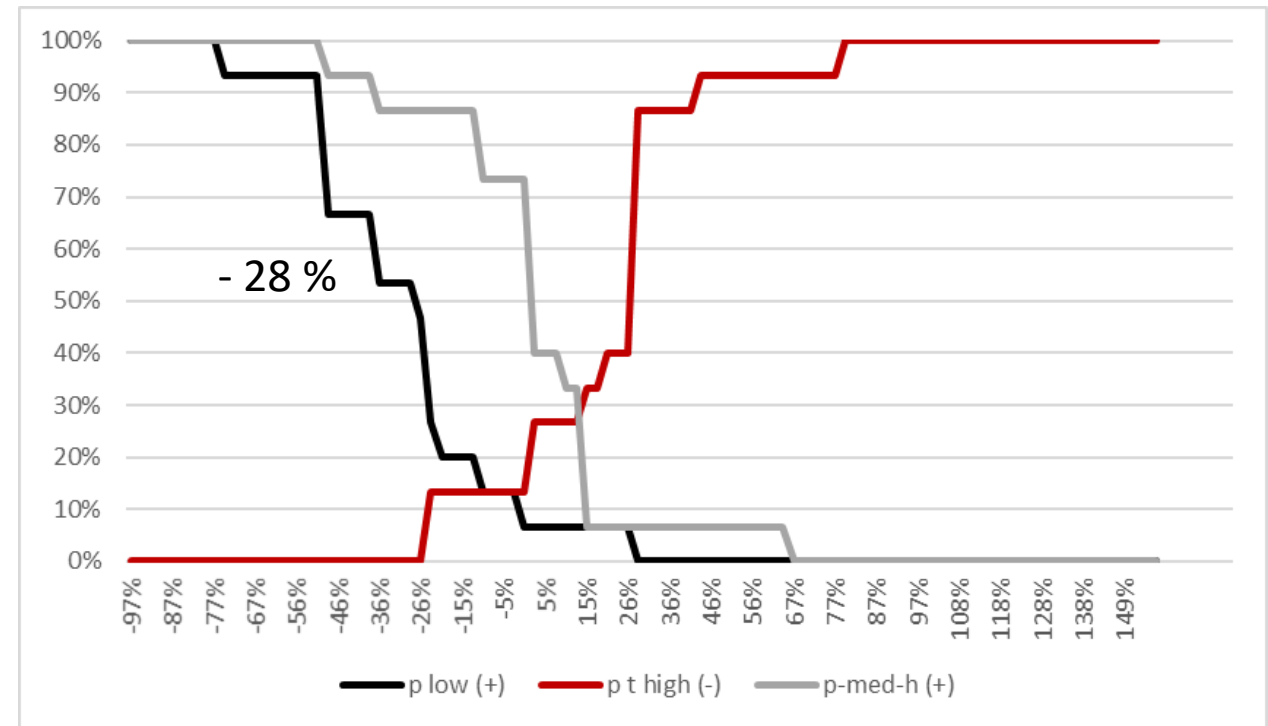
Wie tief müsste der Preis (Abweichung von Ø AC ct/kWh) in der Mittagszeit sein, um die Mehrheit der mittagsflexiblen Abend-Lader anzureizen, statt Abends in der Mittagszeit zu laden?

P3 = Preissignal, das mehr als 50 % der Gruppe A-MF dazu anregt, in der Zeit 3 zu laden =

- 28 % vom Ø AC Preis

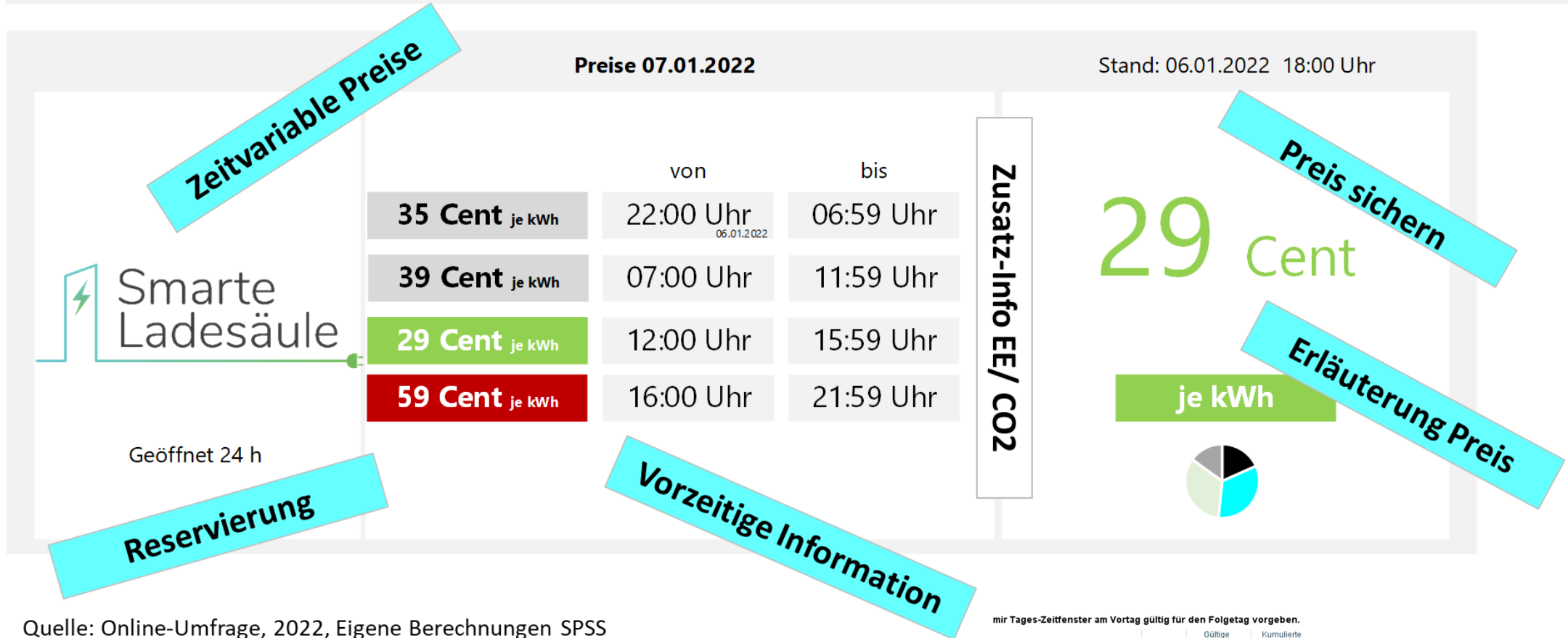
In der „vereinfachten“ Ladeumgebung konnten

rd. 15 % der Ladevorgänge von der Abendzeit (Peak) in die Mittagszeit (Offpeak) verschoben werden



Signale an den USER kommunizieren

Anreizsystem/ Grundmodell



Quelle: Online-Umfrage, 2022, Eigene Berechnungen SPSS

* jhc, Tarifanalyse 2021, USER-Befragung, 2022

TOP2
75,1%

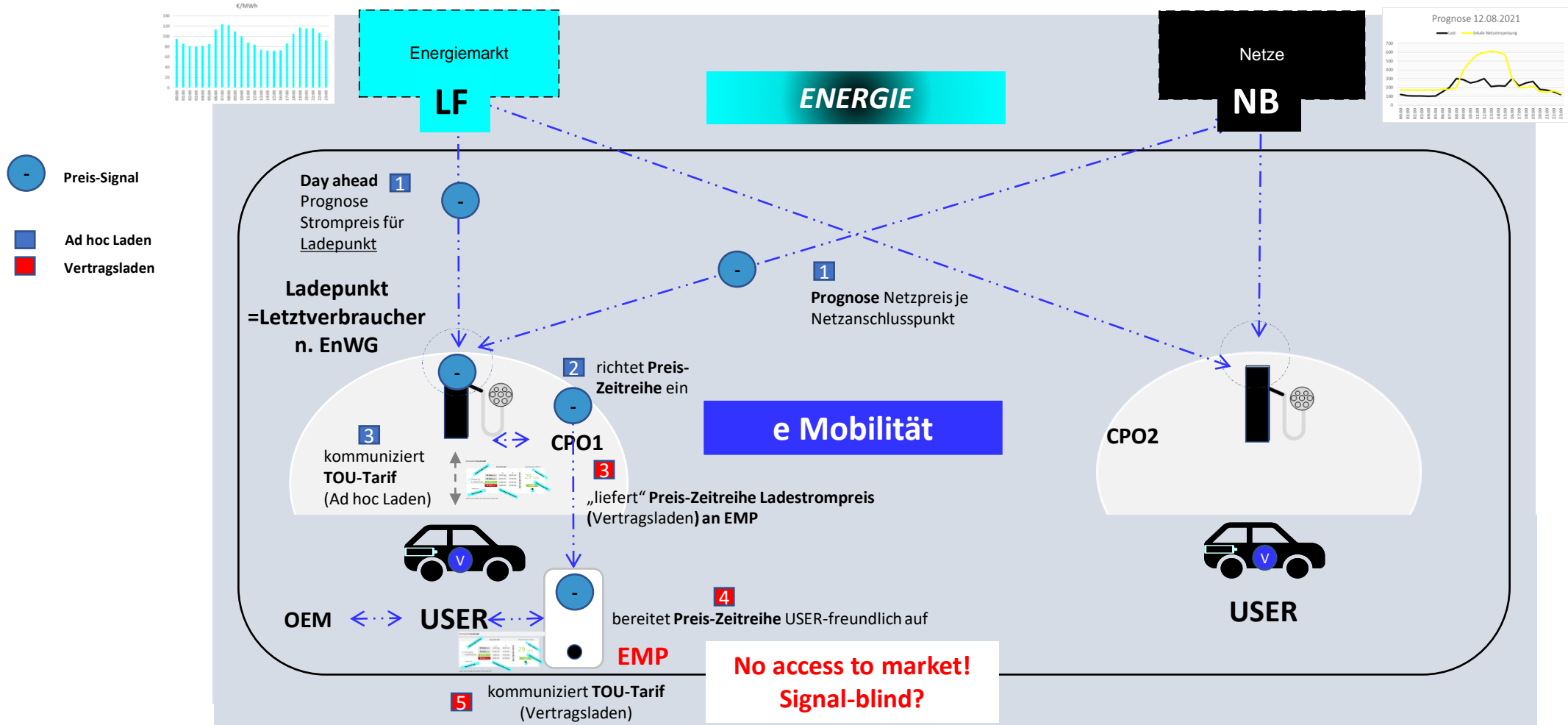
„Signal-Kannibalisierung“ verhindern

Signal	Situation	Energiemarkt-Prognose D		Netz-Prognose lokal	
		Knappheit	Ausprägung	Knappheit	Ausprägung
P	S 1	+	hoch	+	hoch
	S 2	-	niedrig	-	niedrig
	S 3	+	hoch	-	niedrig
	S 4	-	niedrig	+	hoch
		Energiemarkt-Prognose D		Netz-Prognose lokal	
		Knappheit	Ausprägung	Knappheit	Ausprägung
EE	S 1	+	Niedrig	+	Niedrig
	S 2	-	Hoch	-	Hoch
	S 3	+	Niedrig	-	Hoch
	S 4	-	Hoch	+	Niedrig
		Energiemarkt-Prognose D		Netz-Prognose lokal	
		Knappheit	Ausprägung	Knappheit	Ausprägung
CO2	S 1	+	hoch	+	hoch
	S 2	-	niedrig	-	niedrig
	S 3	+	hoch	-	niedrig
	S 4	-	niedrig	+	hoch

* Eigene Darstellung jhc, Abschlussbericht 2022

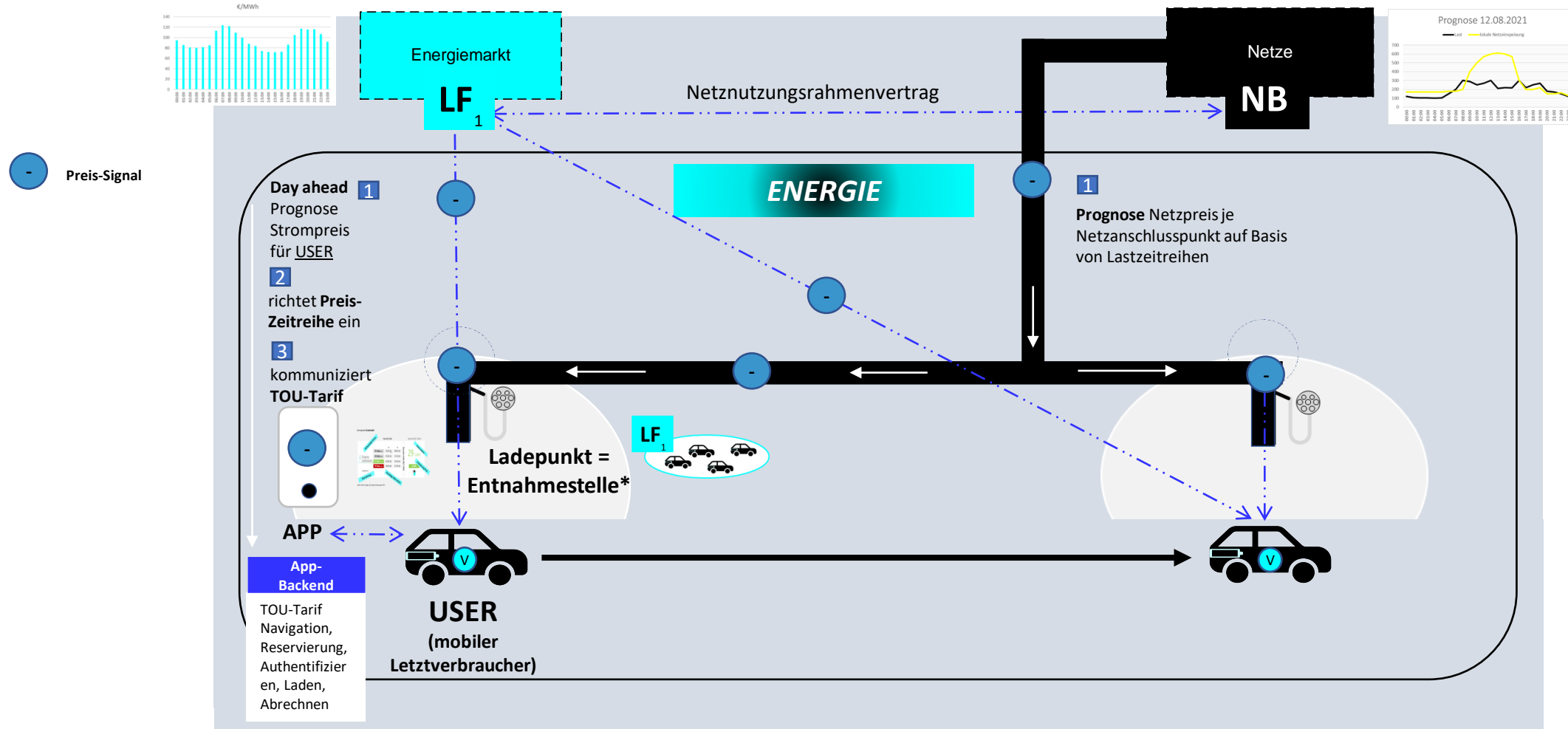
Kommunikationsstrecken klären

Ökosystem Roaming

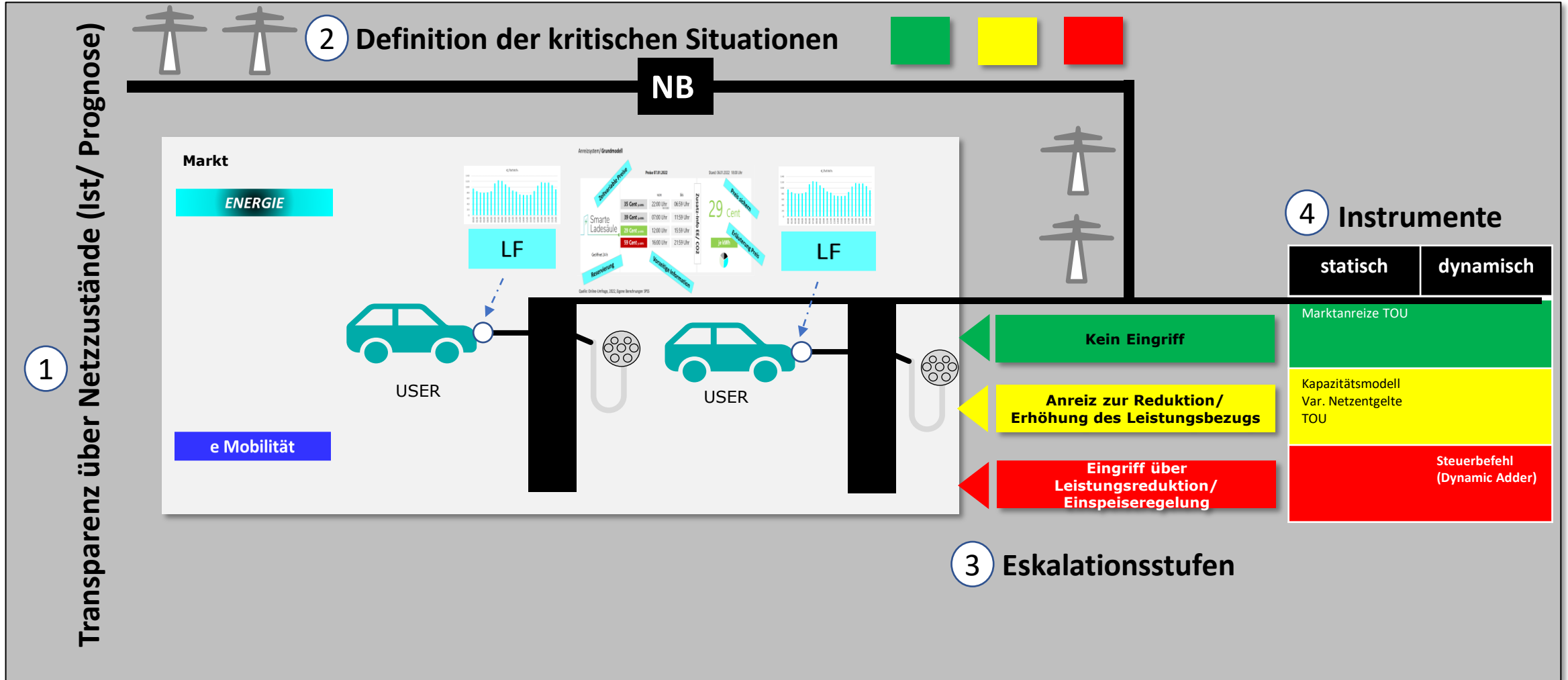


Kommunikations-Schnittstellen reduzieren

Ökosystem Netzintegration = Basis für Smart Charging Hub



Netzdienlichen Rahmen definieren



* Eigene Darstellung, 2022, Workshop mit DEM im Rahmen EFRE-Projekt, 2022

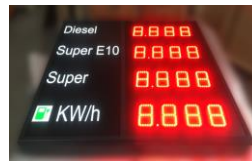
Herausforderung

Regulierung anpassen!

Was wurde in Deutschland bereits getan, um die **e-Mobilität** mit dem **Energiesystem** intelligent zu verbinden?

e Mobilität

- Abrechnung der Ladestrommengen mit Arbeitspreis/ kWh (**§ 14 PAngVO**)
- Preisangabe muss direkt am Ladepunkt oder in dessen unmittelbarer Nähe erfolgen - z.B. Display, mobile Website, auf die am Ladepunkt hingewiesen wird (**§ 14 PAngVO**)
- Messung und Sichtbarmachung der Strommengen über einen Zähler, der **eichrechtlich** zulässig ist (**VDE Anwendungsregel**)
 - Kunden-ID
 - Anfangs- und Endzählerstand (Menge)
 - Zeitstempel
 - Identifikation von Ladepunkt USER und Transaktion
 - Kosten anhand gemessener kWh



ENERGIE

- Möglichkeit eines bilanziellen Zugangs zum Ladepunkt (**BKO 06 BNA**)
- Eckpunkte Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (**§ 14a EnWG**) – **Ausschluss öffentliches Laden!**
- Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz (**§ 14 c EnWG**)

Aktuelle Regelungen und Diskussionen



Fazit

- 1 USER-Flexibilitäten im Bereich der öffentlichen e Mobilität sind vorhanden. Sie können über Signale aus dem Energiesystem (P, CO₂, EE) – über Anreizsysteme – im Sinne einer Markt- und Netzdienlichkeit genutzt werden.**

- 2 Im Bereich des „Vertragsladens“ sollte der „USER-Lieferant“ direkten Zugang zum Strommarkt erhalten, um Signale aus dem Energiesystem - ohne Umweg - zu erhalten**
 - erste Ansätze über „Bilanziellen Netzzugang zum Ladepunkt“ (BNA-Modell)
 - Neudefinition der Rolle des „USER-Lieferanten“ als „Letztverbraucher“ notwendig

- 3 Einbindung des Öffentlichen Ladens in einen „netzdienlichen“ Rahmen**
 - Präventive Nutzung von Time of Use-Signalen zur zeitlichen Verlagerung von Ladevorgängen - Nutzung Erneuerbare Erzeugung + raus aus „PEAK“-Zeiten
 - Präventive Nutzung von statischen Kapazitäts-Signalen zur Verlangsamung von Ladevorgängen in „PEAK“-Zeiten
 - Nutzung von dynamischen Steuerungssignalen des Stromnetzbetreibers bei allfällig-kritischen Netzsituationen

Vielen Dank!

Merci!

Mille Grazie!

Jörg Heiner Georg

Geschäftsführer
JHC Energie UG (haftungsbeschränkt)
Zöper Weg 21
51580 Reichshof-Eckenhagen
+49 (0) 02265 99 72 77 0
+49 (0) 171 658 7969
joerg.georg@outlook.com
www.jhc-energie.de

Mitglied im Bundesverband Deutscher Unternehmensberater e.V.

Anlagen

Jörg Heiner Georg

Geschäftsführer

JHC Energie UG (haftungsbeschränkt)

Zöper Weg 21

51580 Reichshof-Eckenhagen

+49 (0) 02265 99 72 77 0

+49 (0) 171 658 7969

joerg.georg@outlook.com

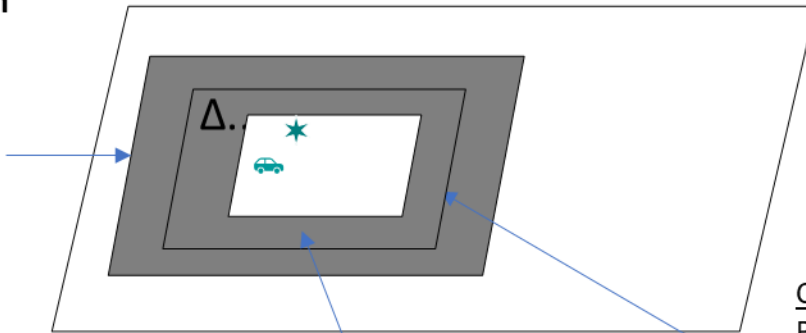
www.jhc-energie.de

Mitglied im Bundesverband Deutscher Unternehmensberater e.V.

Prozesse und Regeln zum **bilanziellen Netzzugang BNA Modell**

Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung für Elektromobilität (NZR-EMob)

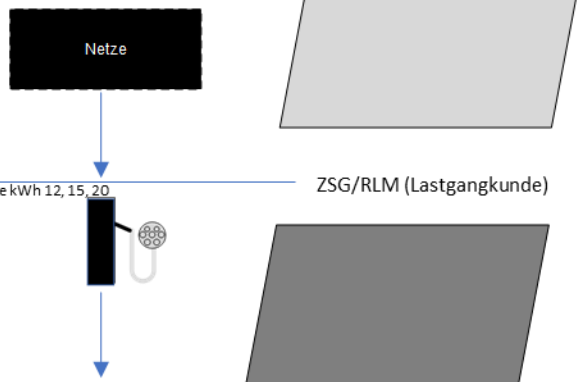
1 CPO-BIKO: Der BIKO richtet für den CPO auf dessen Verlangen ein **regelzonenweites Bilanzierungsgebiet** ein



Vorbehaltlich einer späteren abweichenden Vorgabe der Bundesnetzagentur erfolgt die Kommunikation zwischen CPO und BIKO zwecks An- oder Abmeldung eines Bilanzierungsgebietes bis auf Weiteres formlos außerhalb der elektronischen Marktkommunikation.

2 CPO-BIKO: Der CPO teilt dem BIKO hierfür insbesondere **den Bilanzkreis** mit, in den der BIKO etwaige Deltamengen in Bezug auf das Bilanzierungsgebiet des CPO buchen kann.

3 CPO-VNB: Der CPO meldet gegenüber dem VNB diejenigen **physikalischen Übergabestellen** zwischen dem Netz des VNB und den daran angeschlossenen Ladepunkten des CPO an, die am Modell der ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung teilnehmen



4 EMP-CPO: Der EMP muss den Zugang zum Ladepunkt für sich/ seine USER beim CPO beantragen (Vertrag)

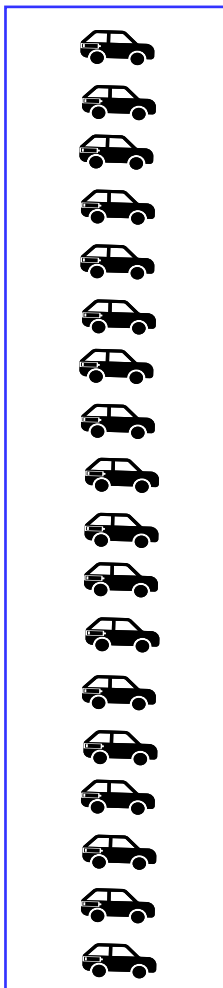
6 VNB: Der VNB stellt sicher, dass ab dem Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Anmeldung alle beiderseitigen Energieflüsse über die betreffende Übergabestelle **bilanziell als Energieaustausch** zwischen dem Bilanzierungsgebiet des VNB und dem Bilanzierungsgebiet des CPO behandelt werden.

5 CPO-BIKO: Der CPO muss sicherstellen, dass Verbrauchsmengen den EMPs (über EMP-Konten) zugeordnet werden können, um Deltamengen gegenüber EMP abzurechnen

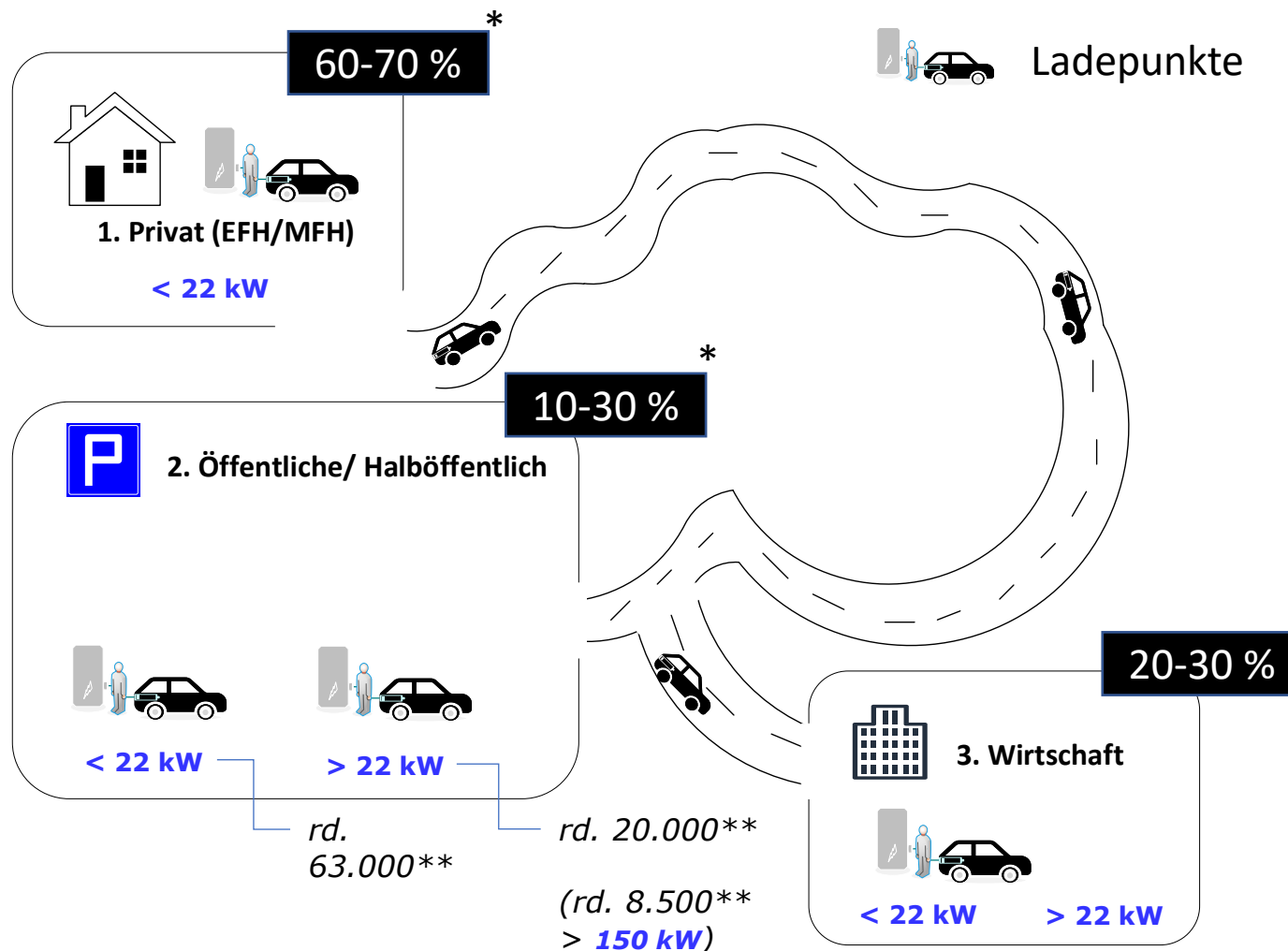
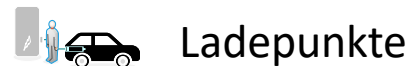
Die Anmeldung hat für ihre bilanzielle Wirksamkeit mit einer Vorlaufzeit von **einem Monat** zum jeweiligen Monatsersten gegenüber dem VNB zu erfolgen. Bei der Anmeldung hat der CPO das von ihm verantwortete **Bilanzierungsgebiet** zu benennen. Es ist sicherzustellen, dass die Energieflüsse über die betreffenden Übergabestellen mit einer viertelstündlichen Auflösung (ZSG oder RLM) gemessen werden. Vorbehaltlich einer späteren abweichenden Vorgabe der Bundesnetzagentur erfolgt die Kommunikation zwischen **CPO und VNB** zwecks An- oder Abmeldung der teilnehmenden Übergabestellen bis auf Weiteres **formlos** außerhalb der elektronischen Marktkommunikation.

Laden findet heute an unterschiedlichen Ladestandorten statt

1.8 Mio

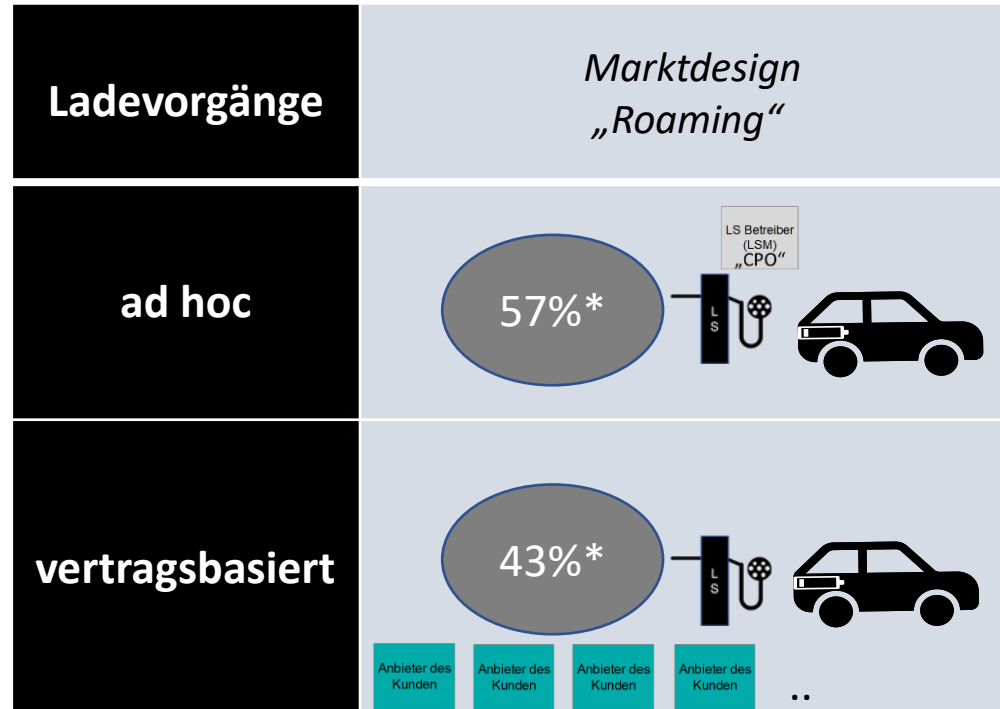


% Anteile der Ladevorgänge geschätzt



Laden an öffentlich zugänglichen Ladepunkten ad hoc oder per Vertrag

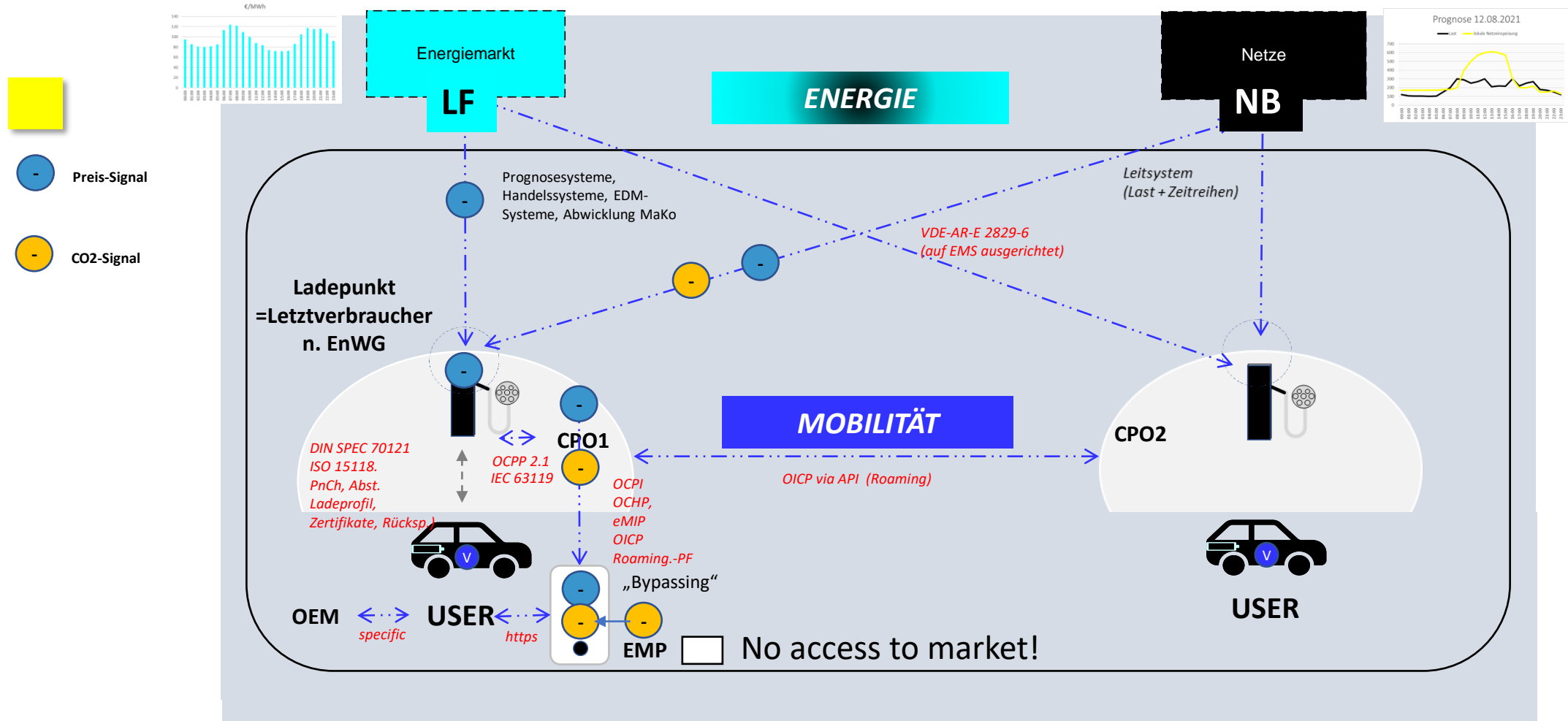
Lademärkte



Anmerkungen

- Nicht-User sind noch an den Tankstellen-Case gewöhnt (ad hoc ohne Vertrag)
- Erfahrungen der CPO deuten im aktuellen System noch auf einen hohen Anteil „Vertragsladevorgänge“ hin
- Mit dem Hochlauf der Elektromobilität in Deutschland ggfls. Veränderungen des USER-Verhaltens in Richtung ad hoc Laden

Kommunikationsprotokolle prüfen



Definition Ökosystem „Netzintegration“

LF

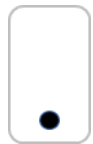
▪ **Energielieferant (LF)**

- Beschafft Strom an der Börse und liefert Preise pro individueller Ladesitzung an den User.

NB

▪ **Verteilnetzbetreiber (NB)**

- Berechnet das Netzentgelt pro Netzanschlusspunkt, was dynamische Netzentgelte ermöglicht.
- Arbeitet mit Last- und Preiszeitreihen für deren Übertragung das **OSCP** Protokoll erweitert wurde.



▪ **APP Backend**

- Schnittstelle zum **USER**
- Ermöglicht sämtliche User Aktionen wie bspw. buchen, reservieren, navigieren und abrechnen.

▪ **SmartChargingHub (Projekt-Backend)**

- Verbindet alle Komponenten des Ökosystems und ist zuständig für die Kommunikation und Steuerung aller Teilnehmer, Preisberechnung, Lastverteilung und Datenerfassung in einer Datenbank.

▪ **Ladesäulensimulator**

- Digitaler Zwilling der Ladevorgänge via OCPP 2.0 simuliert.