



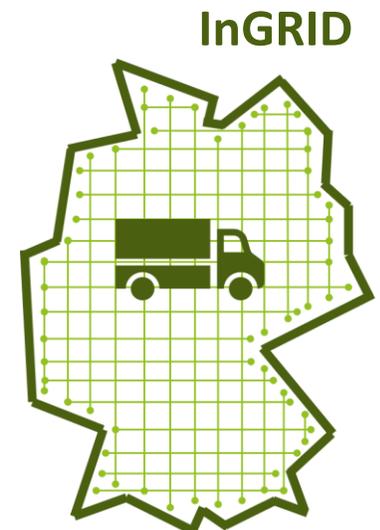
INSTITUT FÜR ENERGIE-
UND UMWELTFORSCHUNG
HEIDELBERG

Annahmen zu Energiepreisen und zu Infrastrukturkosten

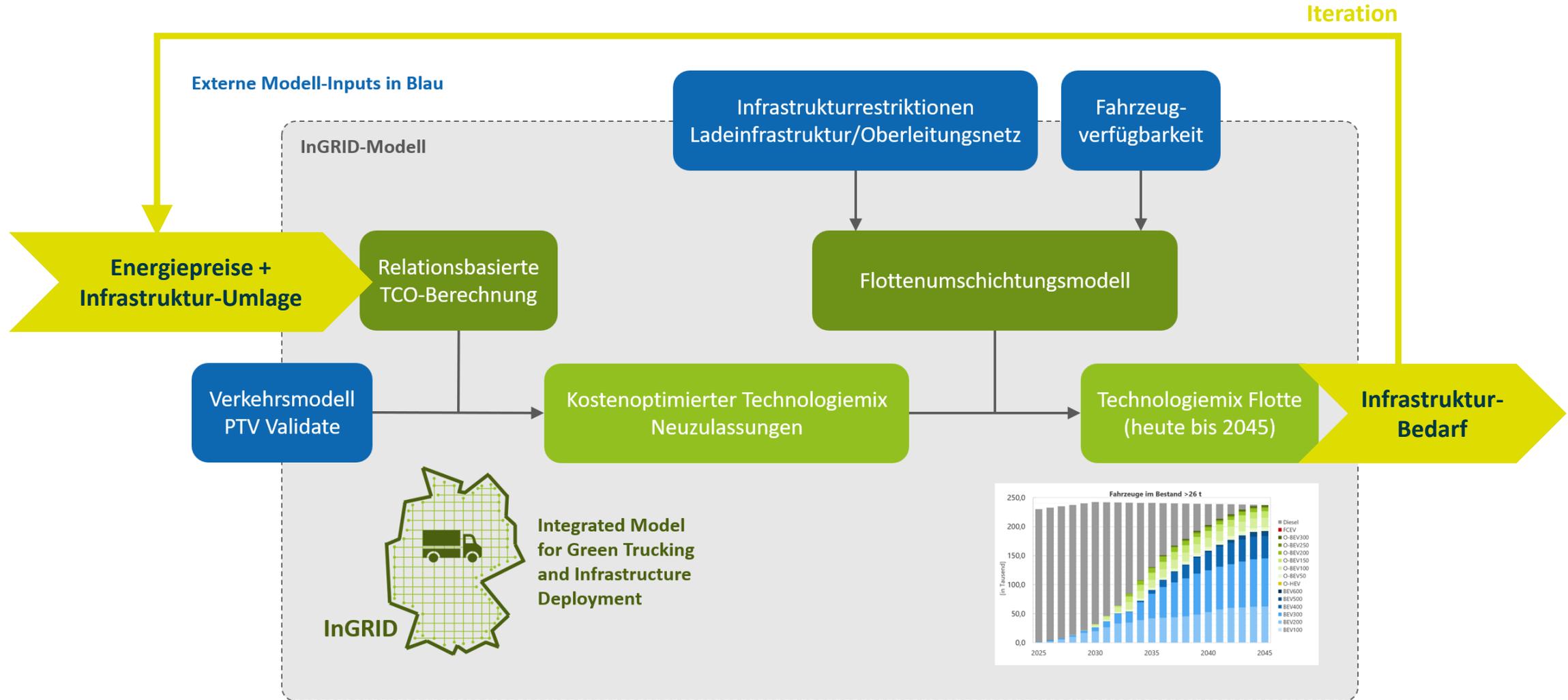
Im Technologiewahlmodell InGRID

Stand: August 2023

Integrated Model
for Green Trucking
and Infrastructure
Deployment



Technologiewahlmodell InGRID



Inhalt

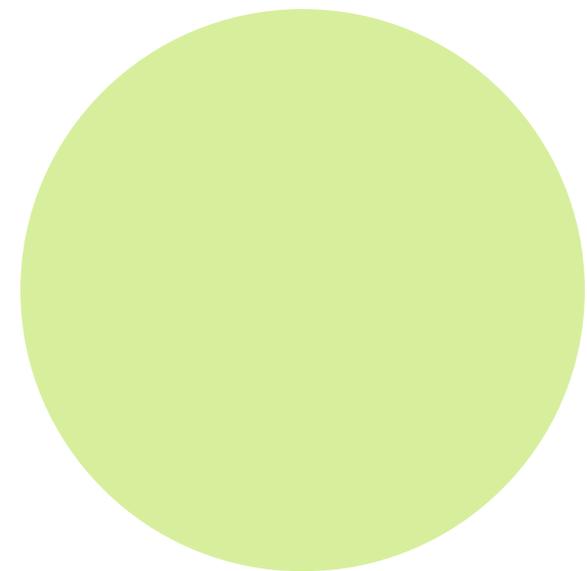
1. Energiepreise

- a) Diesel
- b) Strom

2. Infrastrukturkosten

- a) Ladeinfrastruktur
- b) Oberleitung

Energiepreise



Überblick: Energiepreise

- Gemeinsame Annahmen / Grundlagen für alle Energiepreise
 - Basierend auf historischen Werten der vergangenen Jahre
 - Alle Preisangaben sind Realpreise bezogen auf das Jahr 2020 (€₂₀₂₀)
 - Zwei Szenarien (Referenz / Krise)*



Dieselpreise

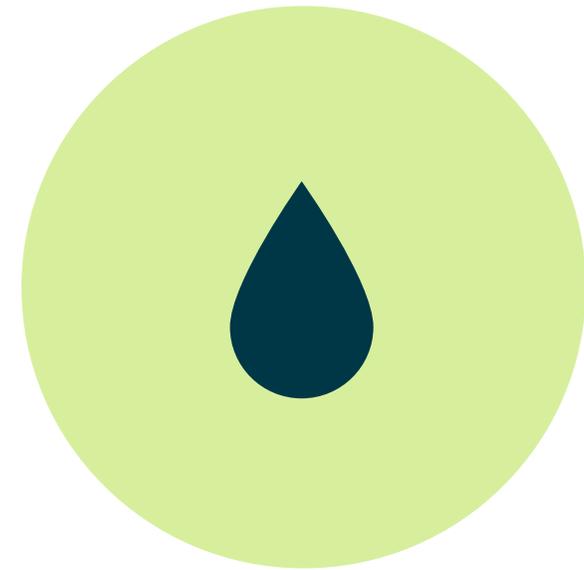
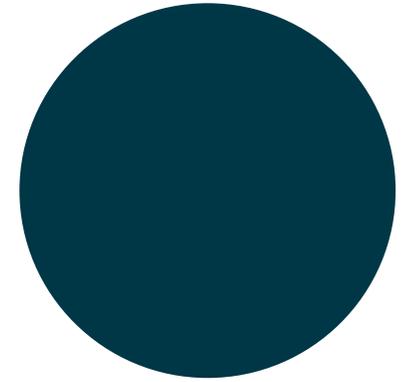
- Rohölpreisszenarien
- CO₂-Preis



Strompreise

- Annahme: bleiben real konstant
- Großer Einfluss der Bandbreite, die durch die jährliche Abnahmemenge bestimmt wird

Dieselpreise



Komponenten des Dieselpreises

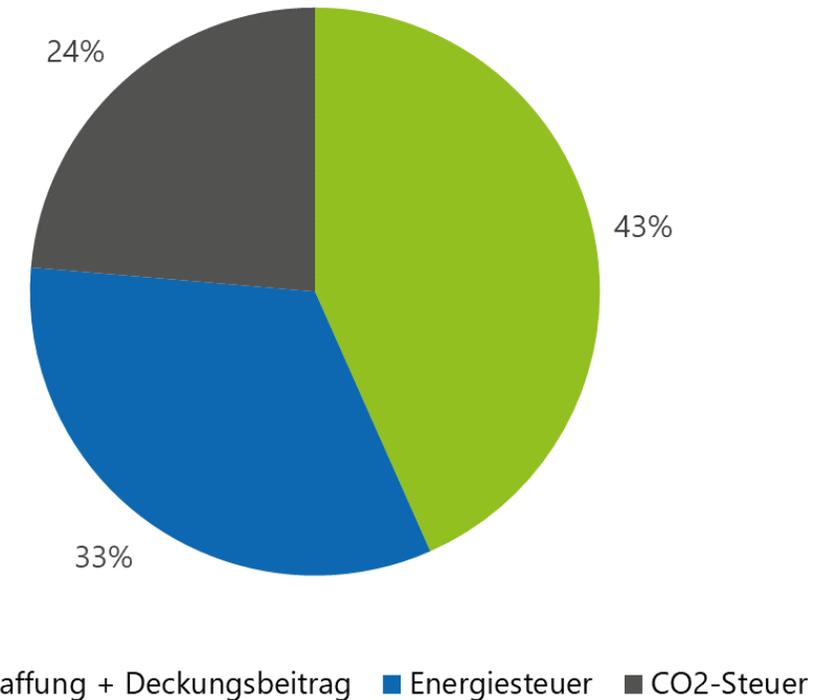
Allgemein:

- Tankstellenpreise ohne Ermäßigung
- Großabnehmerrabatte unberücksichtigt
- Diesel enthält die übliche Biodieselbeimischung

Preiskomponenten:

- Produktbeschaffung + Deckungsbeitrag
 - Ableitung aus Rohölpreisszenarien
- Energiesteuer
 - Angleichung der Energiesteuer von Diesel an Benzin²
- CO₂-Steuer
 - Ableitung über CO₂-Preisszenarien
- Mehrwertsteuer
 - Wird bei Lkw nicht berücksichtigt

Preiskomponenten¹



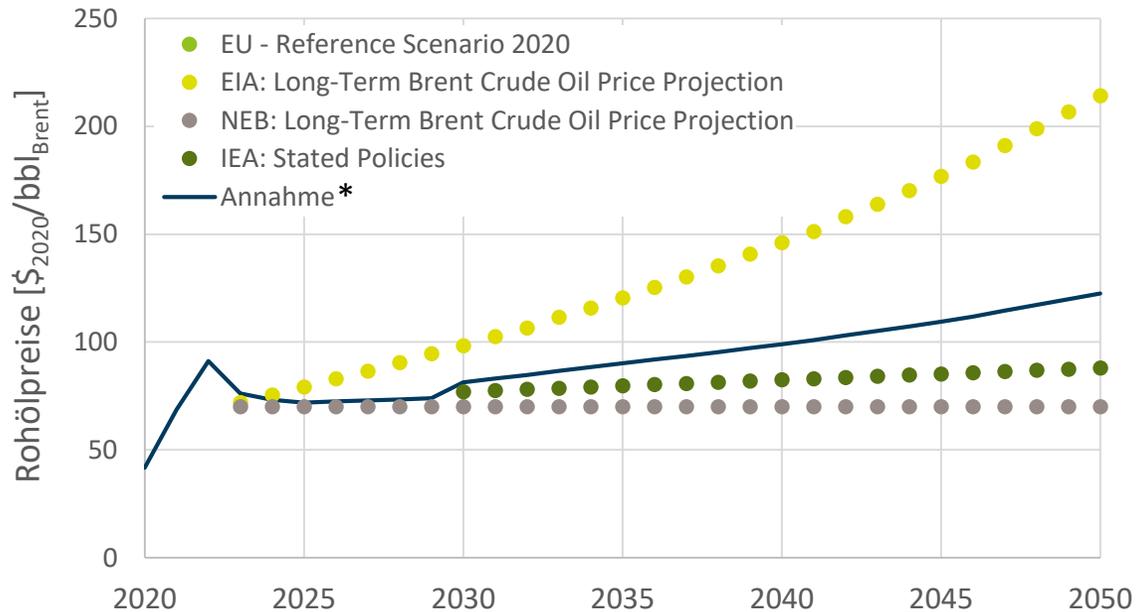
¹Eigene Ermittlung für das Jahr 2030

²Nach Vorschlag zur Reform der Energiesteuer-Richtlinie ([Europäische Kommission, 2021](#))

Herleitung der Preiskomponenten

Produktbeschaffung + Deckungsbeitrag (P+D)

Rohölpreisszenarien (Sorte Brent)



Rohölpreis
als Input



Angaben von der en2x für historische P+D
sowie Rohölpreise

→ Korrelation zwischen P+D und Rohölpreisen



Herleitung der Preiskomponenten Energie- und CO₂-Steuer

Energiesteuer:

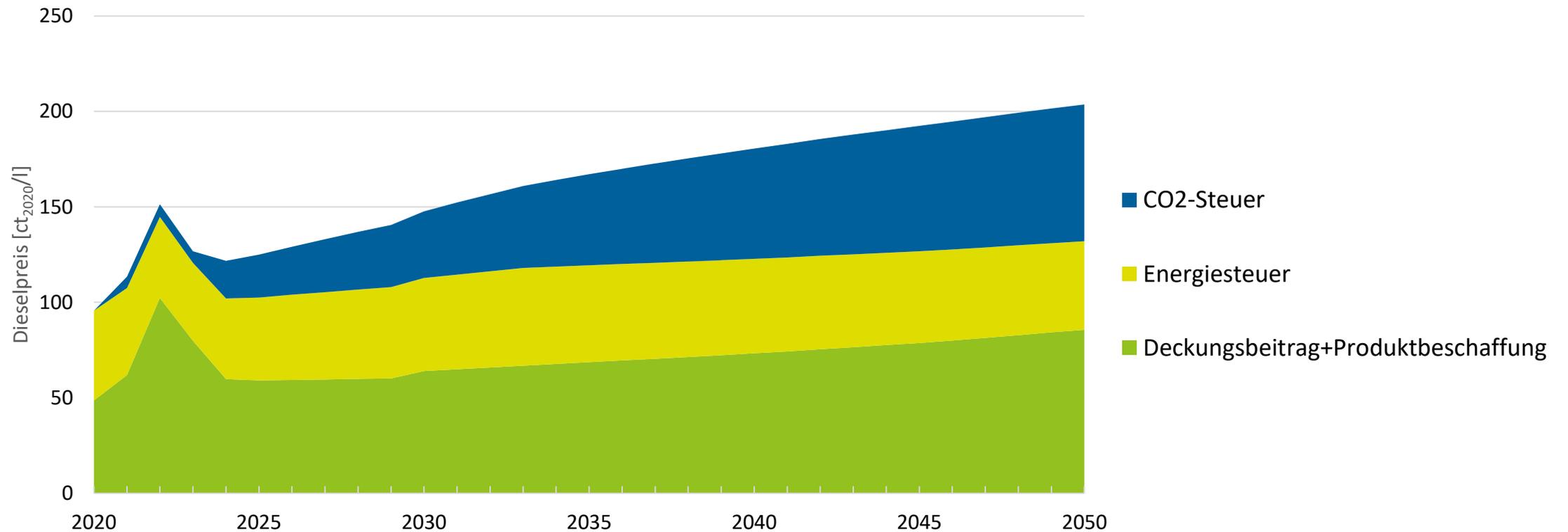
- Anpassung Energiesteuer Diesel an Benzin (energetisch)
- Aktuell:
 - Diesel = 47,04 ct/l = 1,33 ct/MJ
 - Benzin = 65,45 ct/l = 2,13 ct/MJ
- Anhebung nominaler Steuersatz Diesel von 47,04 ct/l im Jahr 2022 auf 75,16 ct/l im Jahr 2033¹
- Zwischenjahre (2022-2033) werden interpoliert
- Nach 2033 der Entwicklung zwischen 1986-2033 folgenden Trend

CO₂-Steuer:

- Anhebung nominaler CO₂-Preis von 100 €/t im Jahr 2024 auf 200 €/t im Jahr 2030
- Zwischenjahre (2024-2030) werden interpoliert
- Nach 2030 jährlicher Anstieg von 20 €/t

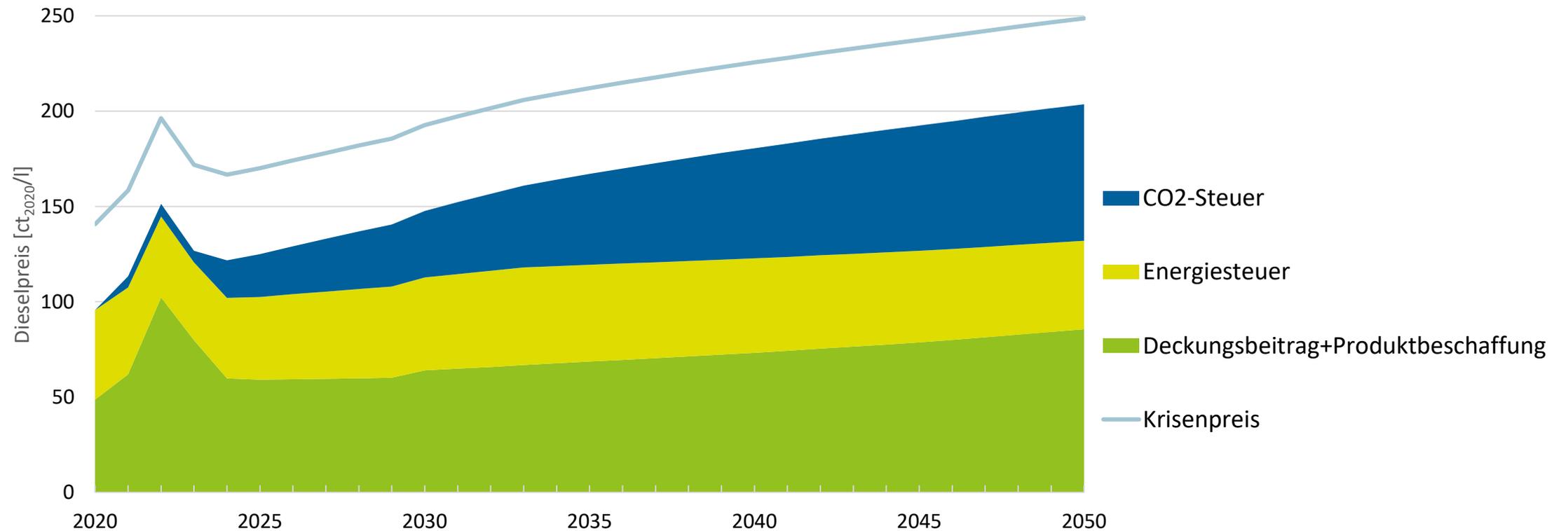
Entwicklung des Dieselpreises

ct ₂₀₂₀ /l	2020	2025	2030
Produktbeschaffung + Deckungsbeitrag	49	59	64
Energiesteuer	47	43	49
CO ₂ -Steuer	0	23	35
Dieselpreis	96	125	148

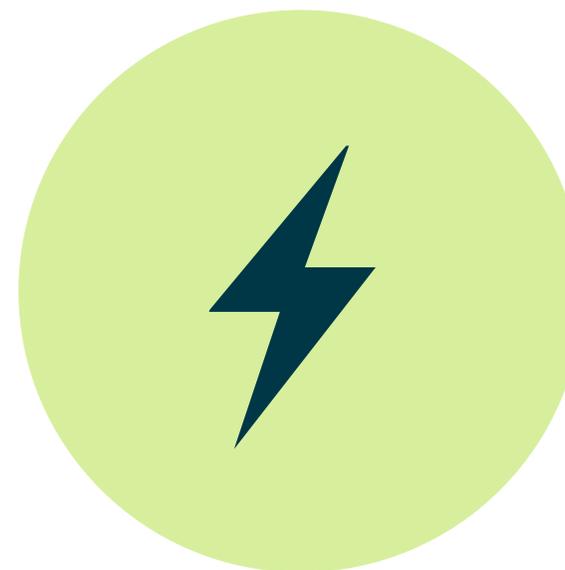
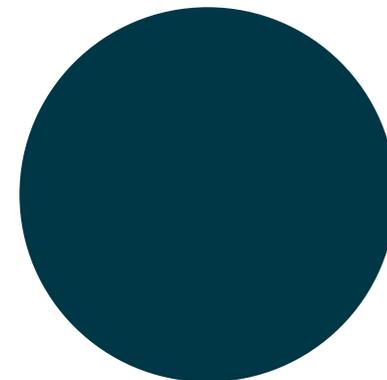


Krisenpreis

- Verwendet für Sensitivitätsrechnung
- Aufschlag von 45 ct/l auf den Dieselpreis
 - Wert entspricht Differenz aus mittlerem Dieselpreis 06/21- 02/22 und 03/22-11/22 (Zeiträume vor bzw. nach dem Einmarsch Russlands in die Ukraine)

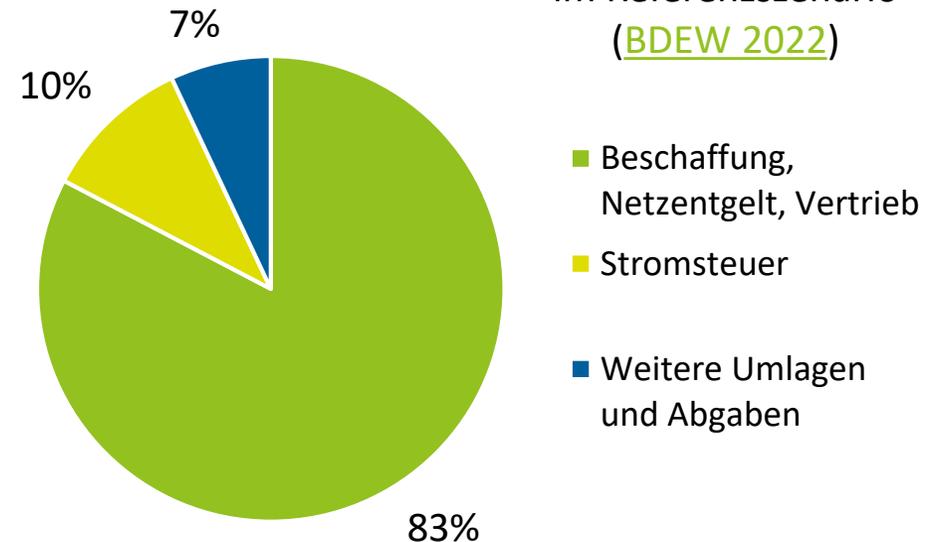


Strompreise



Strompreis

- Strompreis variiert bei Gewerbe- und Industriestrompreisen nach Bandbreite
- Bandbreite (IA bis IG von kleiner 20 MWh/Jahr bis größer 150.000 MWh/Jahr) wird von der jährlichen Abnahmemenge an einem Zähler bestimmt
- Industriestrompreise aus [BDEW \(2022\)](#) übernommen
 - Preisfad „Referenz“: Strompreis aus 2021
 - Preisfad „Krise“: Strompreis aus 2022
 - Weggefallene EEG-Umlage wurde abgezogen
 - Differenzierung zwischen den Bandbreiten auf Grundlage von [Eurostat \(2020\)](#)

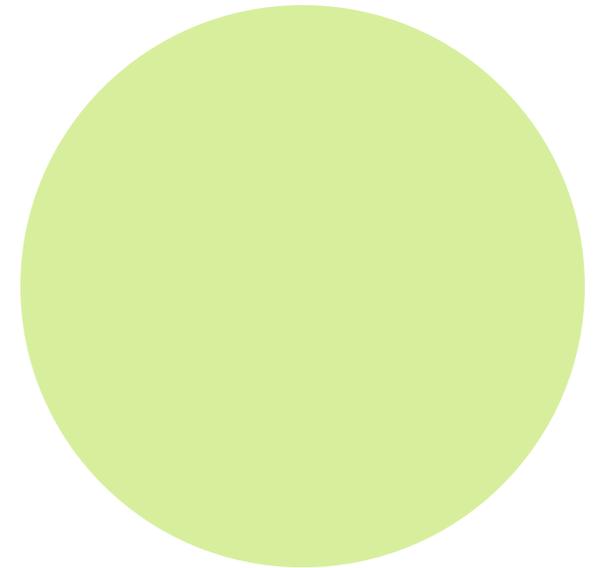


Strompreis nach Bandbreite und Preispfad

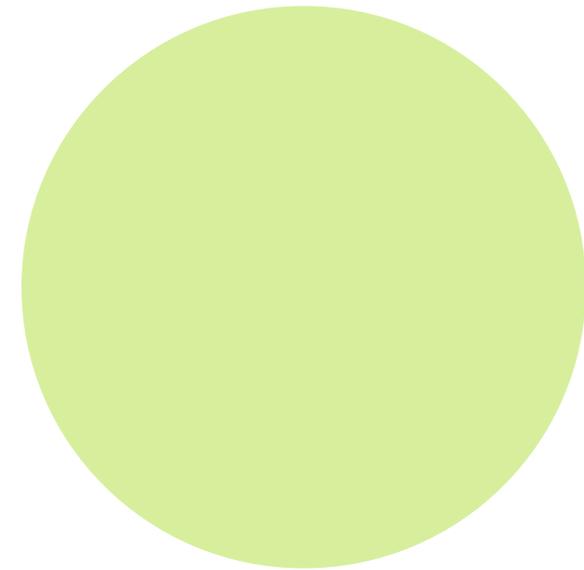
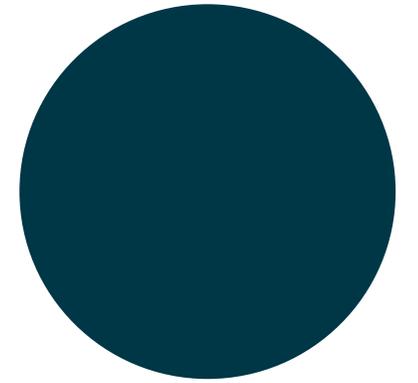
Inklusive gesetzliche Abgaben und Umlagen

Bandbreite	Stromverbrauch [MWh/Jahr]	Industrie-Strompreis ohne USt [ct/kWh]	
		Preispfad „Referenz“	Preispfad „Krise“
IA	< 20	24,4	45,4
IB	20 - < 500	18,5	34,3
IC	500 - < 2.000	16,0	29,8
ID	2.000 - < 20.000	13,7	25,5
IE	20.000 - < 70.000	11,5	21,4
IF	70.000 - < 150.000	9,9	18,4
IG	≥ 150.000	8,2	15,3

Infrastrukturkosten



Ladeinfrastruktur Kosten



Überblick: Ladeinfrastruktur (LIS)

Kapitalkosten (CAPEX)

- Hardware und Installation [European Commission \(2021\)](#)
- Baukosten [Wainwright & Peters \(2017\)](#)
- Netzanschluss und -aufrüstung [Burges & Kippelt \(2021\)](#)

Betriebskosten (OPEX)



Umlegung der Kapitalkosten auf die jeweilige Lebensdauer:

Annuität = $f(\text{Zinssatz, Lebensdauer})$

[Basma et al. \(2021\)](#), [Burges & Kippelt \(2021\)](#)

Integration in InGRID

Auslegung der LIS

Ableitung der **Bandbreite** zur Ermittlung des **Strompreises**

Berechnung der **LIS-Umlage** über jährlichen Strombedarf

LIS-Umlage im **Depot** separat berechnet (siehe [Folie 29](#))

Kosten für Hardware und Installation der Ladepunkte

- CAPEX setzen sich aus Hardware- und Installationskosten zusammen
 - Beispiel für eine 350-kW-Ladesäule in 2020: Hardware = 170.000 €, Installation = 60.000 €
- Vereinfachende Annahme: Kosten pro kW Ladeleistung sind ab einer Ladeleistung von 100 kW konstant
 - Annahme deckt sich näherungsweise mit Angaben aus European Commission (2021)

Hardware- und Installationskosten einer 350-kW-Ladesäule von 2020 bis 2050 unter Berücksichtigung der Kostendegression durch Lerneffekte (European Commission, 2021)

Kosten	2020	2025	2030	2040	2050
[€/Säule]	230.000	186.614	164.836	145.532	138.282
[€/kW]	657	533	471	416	395

Baukosten

- **Pauschale Baukosten** für einen bestehenden oder neuen Standort (im Englischen sogenannte brownfield vs. greenfield site)
 - **Brownfield:** Kosten umfassen Honorare für Vermessungen und Genehmigungen, Beschilderung, Management
 - **Greenfield:** zusätzlich Zufahrtsstraße, Erdarbeiten, Umzäunung, Oberflächengestaltung, Entwässerung, sonstige Arbeiten
 - Annahmen zu Verhältnis zwischen bestehenden und neuen Standorten:
 - Öffentlichen LIS: 50:50
 - Depot: 100 % bestehende Standorten (Annahme, dass Ladesäulen immer auf einem bestehenden Betriebshof installiert werden)
- Zusätzlich zu den pauschalen Baukosten pro Ladestandort werden **Baukosten pro Ladepunkt** für die Erneuerung des Belags des Parkplatzes berücksichtigt
- **Keine Kostendegression** angenommen, da in der Baubranche lange Erfahrung besteht

Kostenbestandteile	Kosten [€]	Referenz
Baukosten bei bestehendem Standort (pauschal)	58.000	Wainwright & Peters (2017)
Baukosten bei neuem Standort (pauschal)	241.000	
Zusätzliche Baukosten pro Ladepunkt	3.000	

Netzanschlusskosten nach Burges & Kippelt (2021)

Anschluss ans öffentliche Stromnetz

- Die Kosten für den **Netzanschluss** und ggf. eine **Netzaufrüstung** sind abhängig von der Leistungskapazität des Ladestandorts (beide Fahrtrichtungen/ganzes Depot). Je nachdem, in welchem Intervall die Leistungskapazität liegt, entstehen Kosten für eine der vier verschiedenen Netzanschlussmöglichkeiten ans öffentliche Netz (bis hin zu einem neu benötigten Umspannwerk).

Maximallast [MW]	≤ 8	$8 < x \leq 20$	$20 < x < 30$	≥ 30
Kosten [€/Jahr]	21.589	68.212	210.116	410.809

Lokales Verteilungsnetz

- Für den **Anschluss ans lokale Verteilungsnetz** wird ein 1,5 MVA-Trafo je 1500 kW Ladeleistung an einem Standort benötigt. Im Depot werden zusätzliche Kabel für die Verbindung zwischen mehreren Ladesäulen mit kleinerer Ladeleistung und dem Trafo eingesetzt.

Bestandteil des Netzanschlusses	Kosten
Trafo (1,5 MW)	1.626 €/(Trafo · Jahr)
Kabel zur Verbindung der Ladesäulen mit Trafo	233 €/(Trafo · Jahr)
Kabel zur Verbindung von Über-Nacht-Ladegeräten	87 €/(Über-Nacht-Ladegerät · Jahr)

→ **Keine Kostendegression** angenommen, da in dieser Branche lange Erfahrung besteht

Parameter zur Berechnung der CAPEX (Annuitäten) und OPEX

CAPEX

Umlegung der **Kapitalkosten** auf die jeweilige Lebensdauer:

$$Annuität = \frac{CAPEX \cdot Zinssatz}{1 - (1 + Zinssatz)^{-Lebensdauer}}$$

OPEX

Betriebskosten:

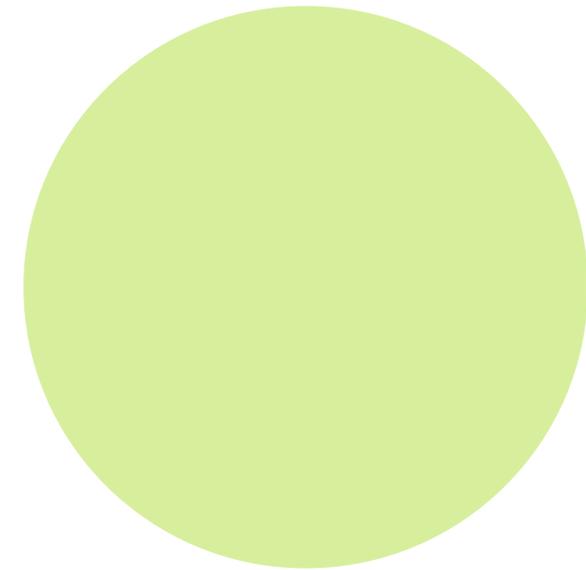
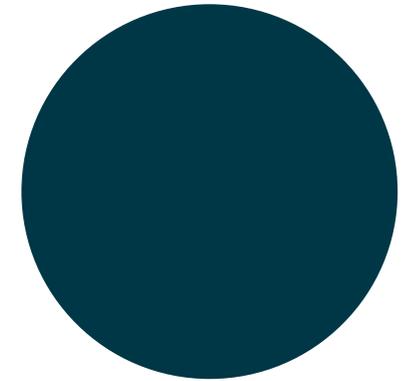
1,2 % der CAPEX (Basma et al. 2021)



Parameter	CAPEX-Bestandteil	Wert	Referenz
Zinssatz (Diskontierungsrate)	Hardware & Installation	9,5 %	Basma et al. (2021)
	Bau/Netzanschluss	5 %	Burges & Kippelt (2021)
Lebensdauer	Ladepunkt (H&I)	15 Jahre	Basma et al. (2021)
	Bau	33 Jahre ¹	Burges & Kippelt (2021)
	Netzanschluss	Divers (siehe Referenz)	Burges & Kippelt (2021)

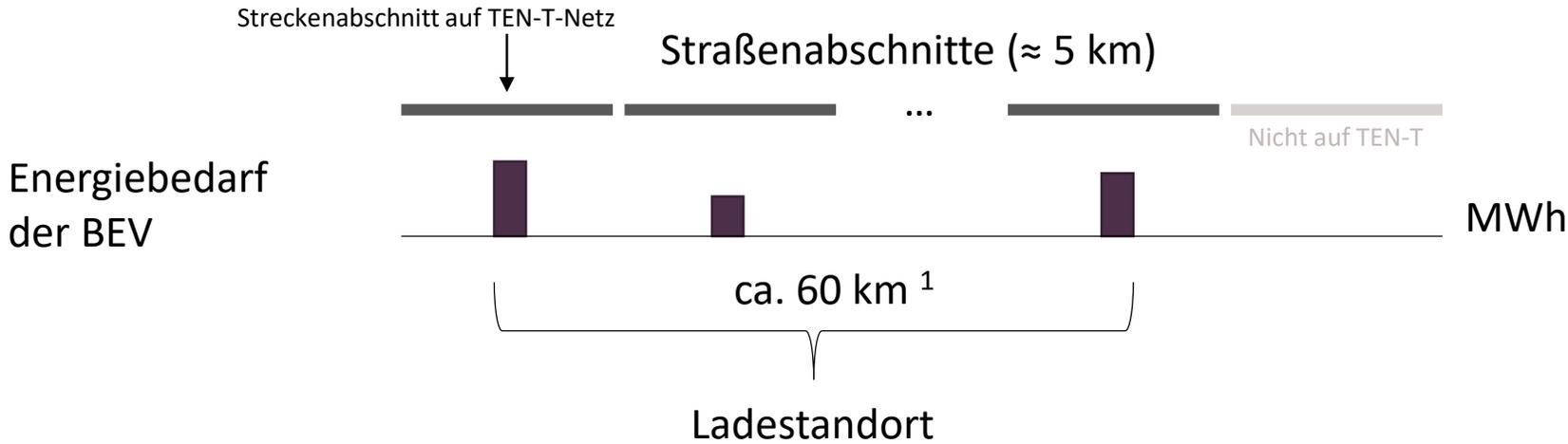
¹ Durchschnitt aus Lebensdauern der verschiedenen Bestandteile des Netzanschlusses aus Burges & Kippelt (2021)

Ladeinfrastruktur Integration in InGRID-Modell



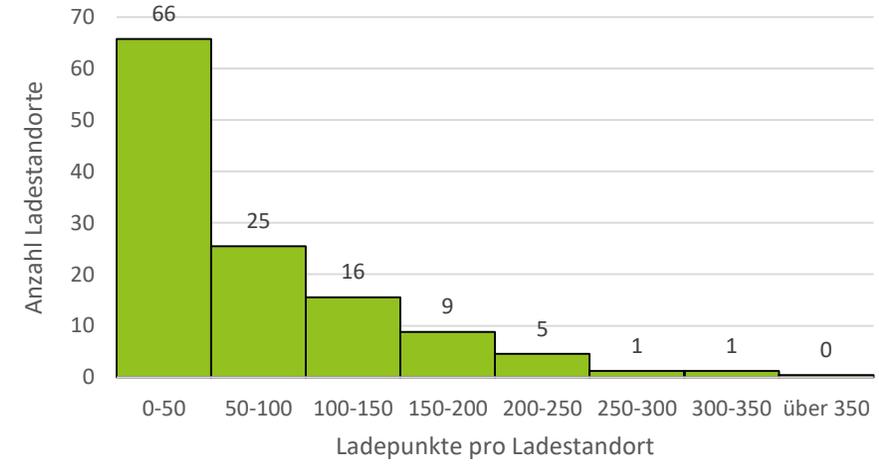
Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur - Überblick

Schritt-für-Schritt-
Erklärung auf den
nächsten Folien



Aus Warteschlangenmodell²

- 0,27 Ladepunkte (500 kW) pro MWh pro Tag
- 0,11 Ladepunkte (1 MW) pro MWh pro Tag



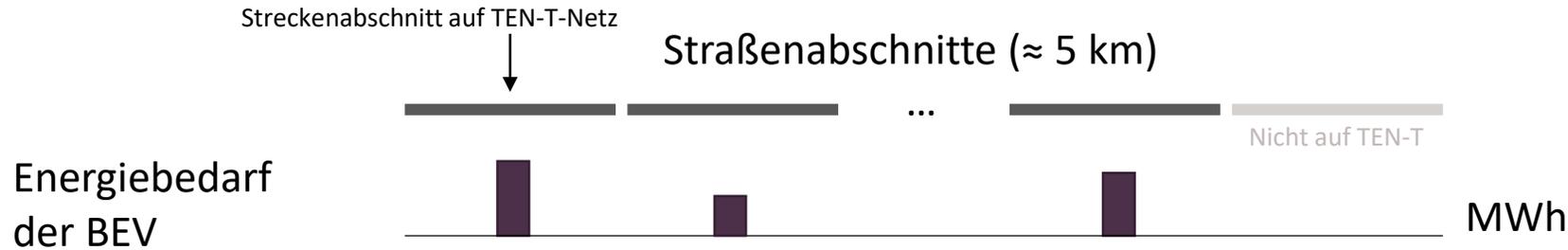
Ladepunkte pro Ladestandort³

¹ TEN-T core. 100 km auf TEN-T comprehensive

² Annahmen: Typischer Tageslastgang an Autobahnen. Keine Wartezeiten beim Laden.

³ Grafik stellt Ergebnis im Referenzszenario dar (inkl. internationale Verkehre)

Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur (1/4)

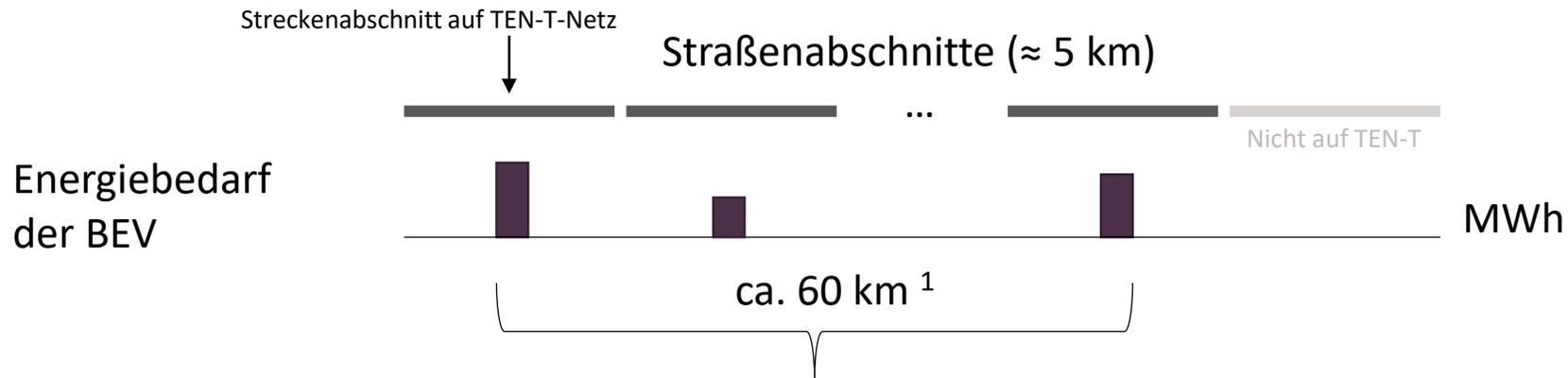


i BEV starten mit vollständig geladener Batterie aus stationärer Depotladung

1

Der öffentliche **Energiebedarf einer Relation** wurde auf alle befahrenen Streckenabschnitte, die auf dem TEN-T-Netz liegen und daher gemäß den AFIR-Vorgaben mit LIS auszustatten sind, **gleichverteilt**. Die relationsbedingten Energiebedarfe wurden im Anschluss **pro Streckenabschnitt und Jahr aufsummiert**.

Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur (2/4)



i BEV starten mit vollständig geladener Batterie aus stationärer Depotladung

2

Zur Ermittlung der Energiemenge pro Ladestandort wurden die **Energiemengen** pro Streckenabschnitt mithilfe der **in der AFIR vorgegebenen Abstände** (alle 60 km auf TEN-T-Kernetz, alle 100 km auf TEN-T-Gesamtnetz) **gebündelt**.

¹ TEN-T core. 100 km auf TEN-T comprehensive

Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur (3/4)

Streckenabschnitt auf TEN-T-Netz

Straßenabschnitte (≈ 5 km)

Nicht auf TEN-T

MWh

ca. 60 km¹

Ladestandort

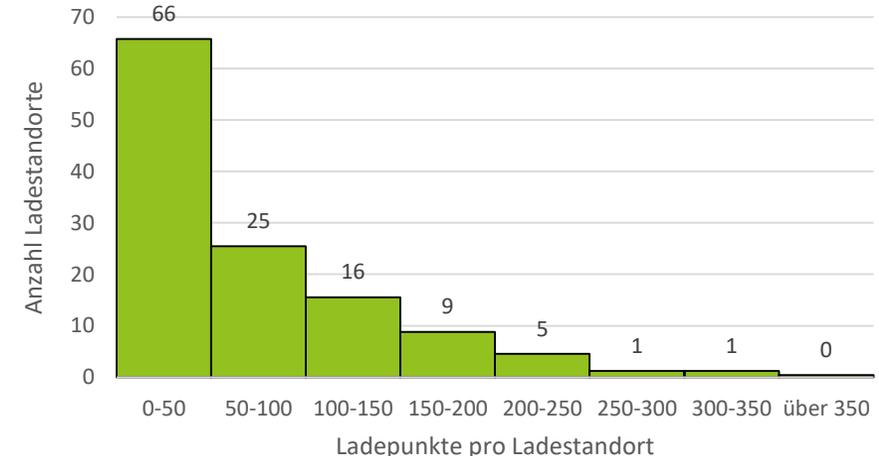
i BEV starten mit vollständig geladener Batterie aus stationärer Depotladung

3

Im nächsten Schritt wurde die **Anzahl an benötigten Ladepunkten pro Ladestandort** mithilfe eines **Faktors** [Ladepunkte/MWh/Tag], der über ein **Warteschlangenmodell** ermittelt wurde, berechnet. Dabei wurde festgesetzt, dass keine Wartezeiten durch belegte Ladestationen entstehen dürfen.

Aus Warteschlangenmodell²

- 0,27 Ladepunkte (500 kW) pro MWh pro Tag
- 0,11 Ladepunkte (1 MW) pro MWh pro Tag



Ladepunkte pro Ladestandort³

¹ TEN-T core. 100 km auf TEN-T comprehensive

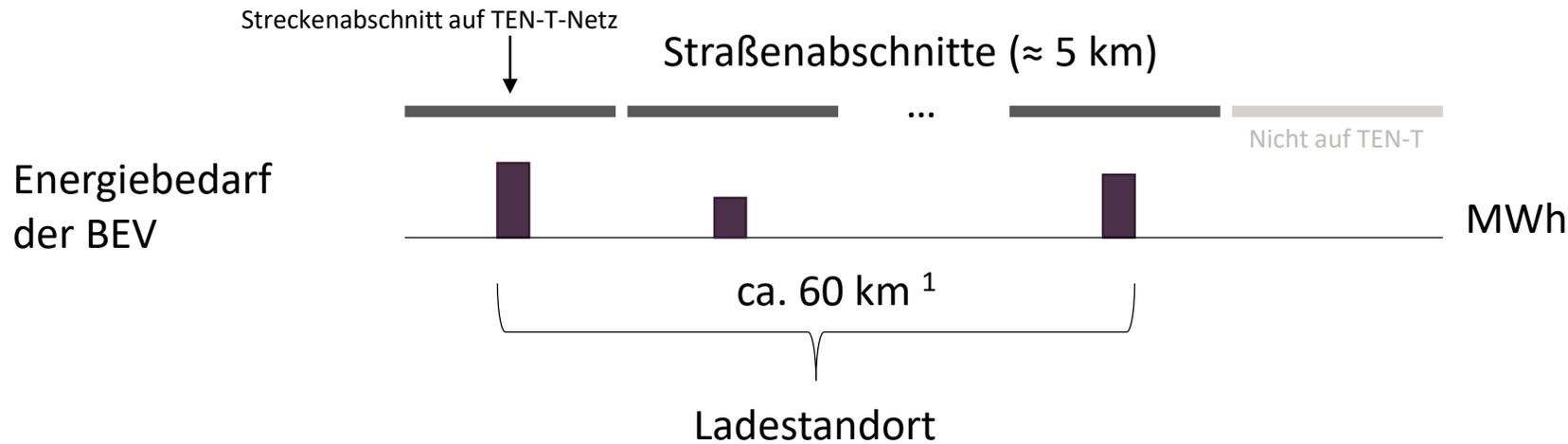
² Annahmen: Typischer Tageslastgang an Autobahnen. Keine Wartezeiten beim Laden.

³ Grafik stellt Ergebnis im Referenzszenario dar (inkl. internationale Verkehre)

Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur (4/4)

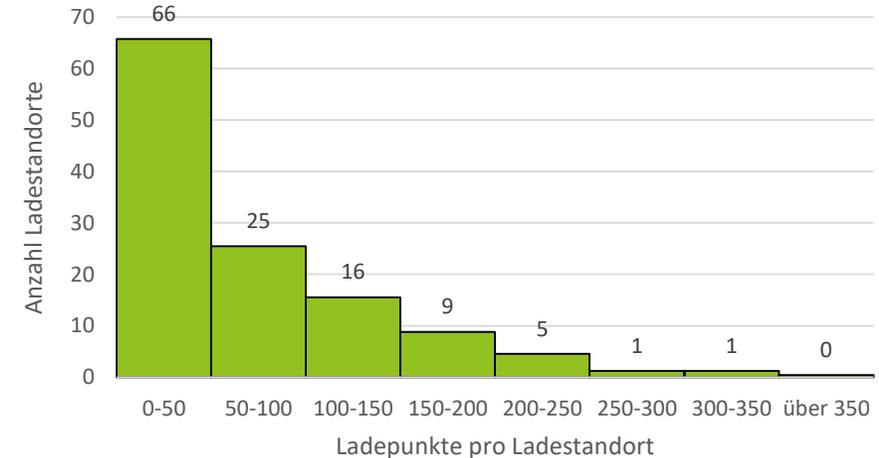


Die **Umschichtung** bei den Ladepunkten (und dabei die Reinvestition nach Ende der Lebensdauer und eine unterschiedliche Ladeleistung über die Zeit) wurde **berücksichtigt**.



Aus Warteschlangenmodell²

- 0,27 Ladepunkte (500 kW) pro MWh pro Tag
- 0,11 Ladepunkte (1 MW) pro MWh pro Tag



Ladepunkte pro Ladestandort³

¹ TEN-T core. 100 km auf TEN-T comprehensive

² Annahmen: Typischer Tageslastgang an Autobahnen. Keine Wartezeiten beim Laden.

³ Grafik stellt Ergebnis im Referenzszenario dar (inkl. internationale Verkehre)

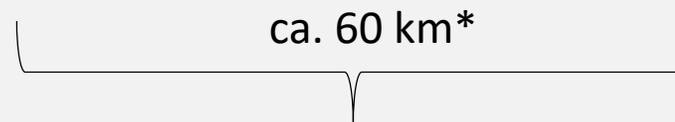
Ermittlung der Bandbreite für den Strompreis



- Energiebedarf der BEV



- Bündelung zu Ladestandort (Annahme: ein Stromzähler pro Ladestandort)



- Jährlicher Stromverbrauch für Strompreis nach Bandbreite



- Nach Energiebedarf gewichteter Durchschnitt des Strompreis für ganz Deutschland

→ Aufgrund wachsender Ladestandorte über die Zeit sinkt der mittlere Strompreis für Elektro-Lkw in Deutschland tendenziell.

Betriebliche stationäre Ladeinfrastruktur (Depotladen)

Annahmen für die Auslegung:

- Einheitliches Depot, das für die durchschnittliche Unternehmensflotte in Deutschland von 9,3 Lkw ([BAG/DVZ 2011](#)) ausgelegt ist
- Ein Depotladepunkt pro Lkw
- Die Auslastung beträgt zunächst 33 % (8 Stunden über Nacht) und steigt erst ab 2040 auf 50 % an (Nutzung auch tagsüber)
- [KsNI-Förderung](#) (80% der Kosten) bis 2026 bei der Berechnung der LIS-Umlage berücksichtigt

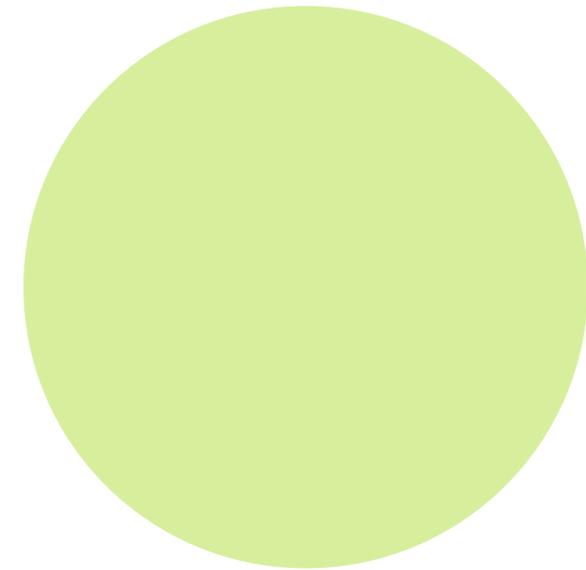
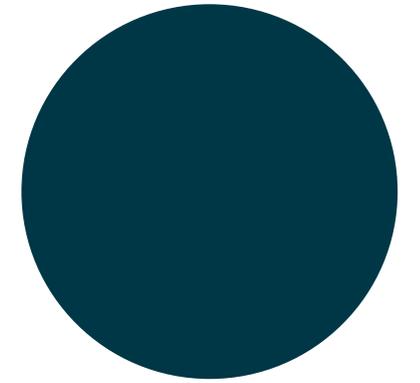
Strompreis im Depot ([BDEW \(2022\)](#)):

Durchschnittlicher Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie bei einem Jahresverbrauch von 160 bis 20.000 MWh (mittelspannungsseitige Versorgung)

- Vorkrisenpreis: 14,9 ct/kWh
- Krisenpreis: 27,6 ct/kWh

→ *Vergleich mit Strompreis an öffentlichen Ladepunkten auf [Folie 14](#)*

Oberleitungsinfrastruktur Kosten



Überblick: Oberleitungsinfrastruktur (OL-IS)

Kapitalkosten

- Streckenausrüstung [Wietschel et al. \(2017\)](#)
- Unterwerke [Wietschel et al. \(2017\)](#)
- Netzanschluss und -aufrüstung [Burges & Kippelt \(2021\)](#)

Planung etc., Instandhaltungskosten



Umlegung der Kapitalkosten auf die jeweilige Lebensdauer:

Annuität = $f(\text{Zinssatz, Lebensdauer})$

[Burges & Kippelt \(2021\)](#)

Integration in InGRID

Auslegung der
OL-IS

Ableitung der **Bandbreite** zur
Ermittlung des **Strompreises**

Berechnung der **OL-IS-Umlage**
über jährlichen Strombedarf

LIS-Umlage im **Depot**
separat berechnet
(siehe [Folie 29](#))

Kostenbestandteile für die OL-Infrastruktur

Streckenausrüstung

Inflationsrate 2017-2020: 4,7 %

$$\text{Annuität} = \frac{\text{CAPEX} \cdot \text{Zinssatz}}{1 - (1 + \text{Zinssatz})^{-\text{Lebensdauer}}}$$

Zinssatz (Diskontierungsrate): 5 %

ID	Kostenbestandteile	CAPEX €_2017	CAPEX €_2020	Lebensdauer [a]	CAPEX pro Jahr (Annuität)	Quelle
A	Fahrdraht (inkl. Seitenhaltern, Tragseilen und Querverbindungen) → Oberleitung als Kettenwerk [€/km] → <i>beide Fahrtrichtungen</i>	600.000	628.200	13,5 (Mittelwert von Fahrdraht und Tragseilen etc.)	65.104	Wietschel et al. (2017)
B	Masten (inkl. Fundamenten und Auslegern) [€/Stück]	10.000	10.470	50 (Mittelwert von Masten und Fundament)	574	
C	Abstand zwischen Masten [m]		50 m			
D	Anzahl der Masten pro km (<i>für beide Fahrtrichtungen</i>) [Stück]		40 Stück (1000 m / C * 2 Fahrtrichtungen)			
E	Mastenkosten pro km [€/km]		418.800 (B * D)		22.940	
F	Passive Schutzeinrichtungen [€/km] → <i>beide Fahrtrichtungen</i>	200.000	209.400	40 (Annahme: gleiche Lebensdauer wie Masten)	12.203	
G	Streckenausrüstung [€/km]	800.000	1.256.400 (A + E + F)		100.248	

Netzanschlusskosten – Schema

Konstanten:

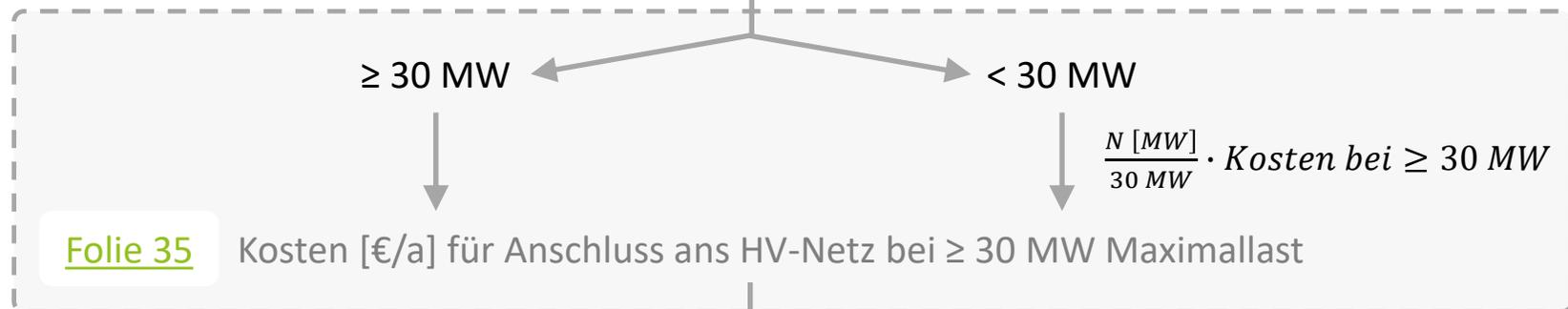
K Max. Leistungsabgabe pro Unterwerk in die OL: 25 MW

L Maximalabstand zwischen Unterwerken: 3 km

I Benötigte Spitzenleistung pro OL-km [MW/km] ← InGRID-Modell

M Abstand zwischen den Unterwerken [km] = $\text{MIN}\left(\frac{K}{I}; L\right)$

N Benötigte Spitzenleistung pro Unterwerk [MW] = $I \cdot M$



O Netzanschlusskosten pro Unterwerk [€/a]

Kostenbestandteile für die OL-Infrastruktur

Unterwerke und Netzanschluss

Inflationsrate 2017-2020: 4,7 %

$$\text{Annuität} = \frac{\text{CAPEX} \cdot \text{Zinssatz}}{1 - (1 + \text{Zinssatz})^{-\text{Lebensdauer}}}$$

Zinssatz (Diskontierungsrate): 5 %

ID	Kostenbestandteile	CAPEX €_2017	CAPEX €_2020	Lebensdauer [a]	CAPEX pro Jahr (Annuität)	Quelle
H	Unterwerk (inkl. der notwendigen Komponenten zur Spannungstransformation) [€/MW]	300.000	314.100	37,5 (Mittelwert von Fundament, Container, Transformator, Gleichrichter etc.)	18.707	Wietschel et al. (2017)
I	Benötigte Spitzenleistung pro OL-km [MW/km]	<i>spezifisch für die einzelnen Abschnitte des Netzes</i>				aus InGRID-Modell → Summe der benötigten Leistung der OL-Lkw auf Abschnitt → Umrechnung in [pro km]
J	Unterwerkskosten pro km [€/km]	$(H * I)$				
K	Max. Leistungsabgabe pro Unterwerk in die OL [MW]	25 MW (aus Endausbau-Szenario)				Wietschel et al. (2017)
L	Maximalabstand zwischen Unterwerken [km]	3 km				Wietschel et al. (2017)
M	Abstand zwischen den Unterwerken [km]	$MIN(K / I; L)$				
N	Benötigte Spitzenleistung pro Unterwerk [MW]	$(I * M)$				
O	Netzanschlusskosten pro Unterwerk [€/a]	<i>siehe nächste Folien</i>				Burges & Kippelt (2021)
P	Netzanschlusskosten pro km [€/km*a]	(O / M)				

Schema
auf
[Folie 33](#)

Netzanschlusskosten nach Burges & Kippelt (2021)

Verbindung der Unterwerke mit dem Stromnetz

Parameter	Einheit	Wert
Maximallast	MW	≥ 30
Kabel zum MV-Netz	km	12
Kosten für Kabel zum MV-Netz	€/a	55.947
Kabel zum HV-Netz	km	1
Kosten für Kabel zum HV-Netz	€/a	23.311
Neues Umspannwerk (inkl. HV/MV-Trafos)	€/a	177.381
Gesamtkosten für Anschluss an MV+HV-Netz	€/a	256.639

Annahme: Anschluss ans Hochspannungsnetz nötig, da bestehende Mittelspannungsnetze nicht ausreichen würden für die OL

Kostenbestandteile für die OL-Infrastruktur

Gesamtkosten inklusive Planungs- und Instandhaltungskosten

ID	Kostenbestandteile	CAPEX pro Jahr (Annuität)	Quelle
Q	CAPEX [€/km*a]	<i>Summe der Annuitäten von Streckenausrüstung, Unterwerk und Netzanschluss</i> (G + J + P)	
R	Projektierung, Planung, Ausschreibung, Projektmanagement etc. [€/km*a]	10 % der CAPEX	Wietschel et al. (2017)
S	Instandhaltungskosten [€/km*a]	2 % der CAPEX (ohne Projektierungs- und Planungskosten)	Wietschel et al. (2017)
T	Gesamtkosten [€/km*a]	(Q + R + S)	

Fixkosten und leistungsabhängige Kosten pro km und Jahr

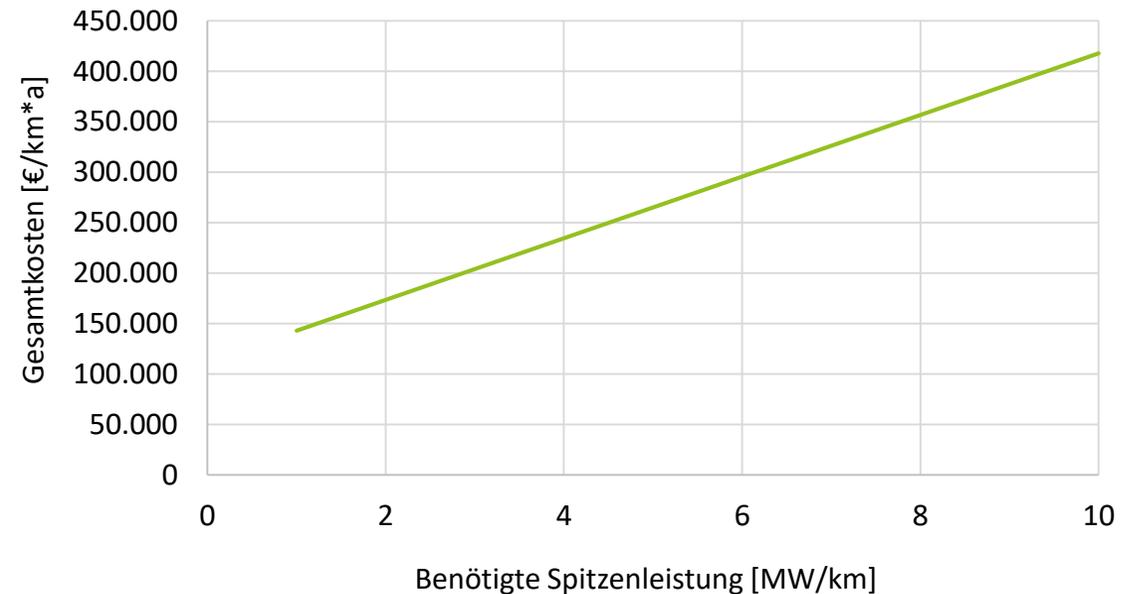
Benötigte Spitzenleistung pro OL-km	MW/km	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Gesamtkosten	€/km*a	143.000	173.000	204.000	234.000	265.000	295.000	326.000	357.000	387.000	418.000



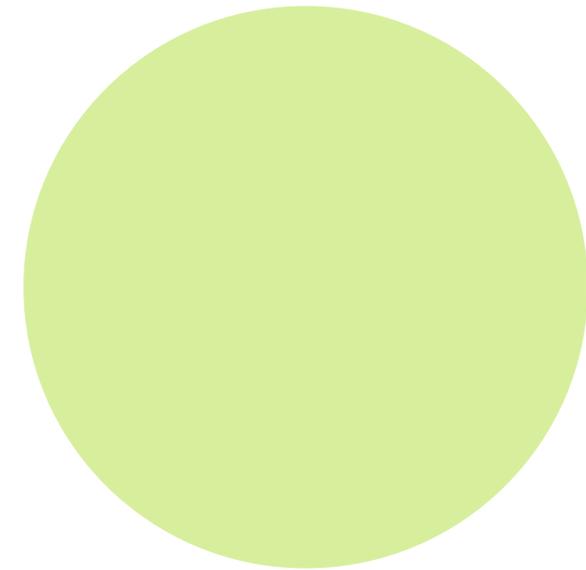
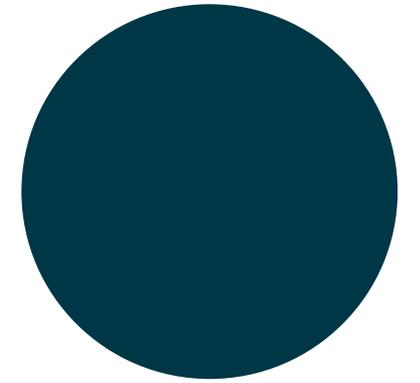
Ableitung des Fixkostenanteils und des leistungsabhängigen Anteils über Differenz

Kostenbestandteil	Einheit	Kosten
OL-Kosten fix	€/km*a	112.300
OL-Kosten leistungsabhängig	€/(MW/km)*km*a	30.500

Gesamtkosten (Annuität) nach Spitzenleistung pro OL-km



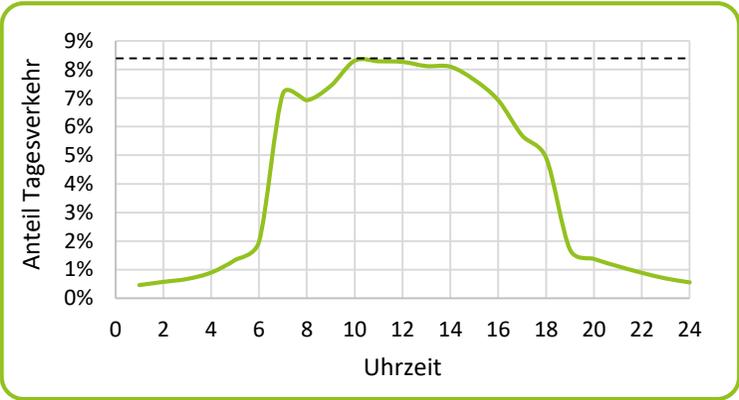
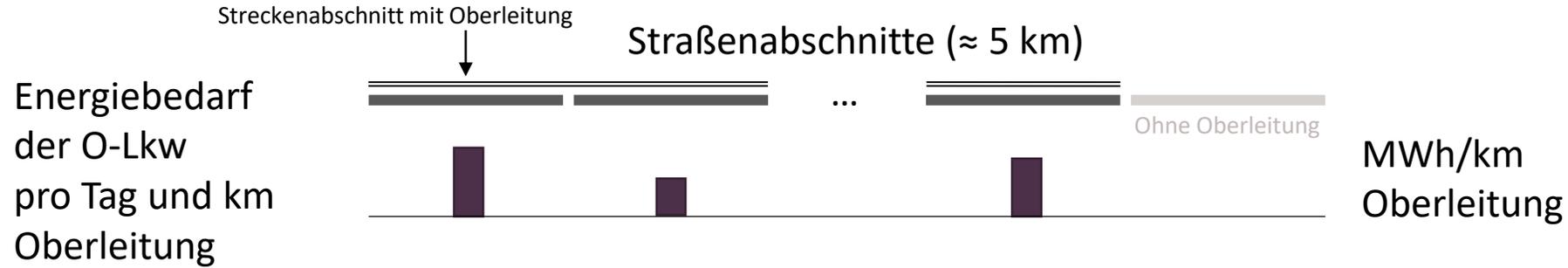
Oberleitungsinfrastruktur Integration in InGRID-Modell



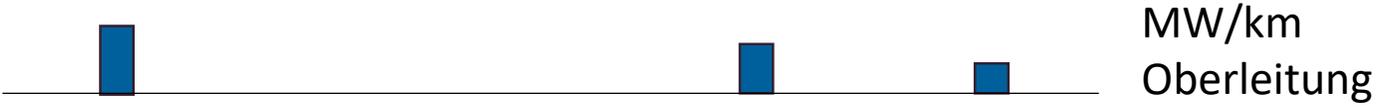
Ermittlung des Leistungsbedarfs der Oberleitung - Überblick



Schritt-für-Schritt-
Erklärung auf den
nächsten Folien



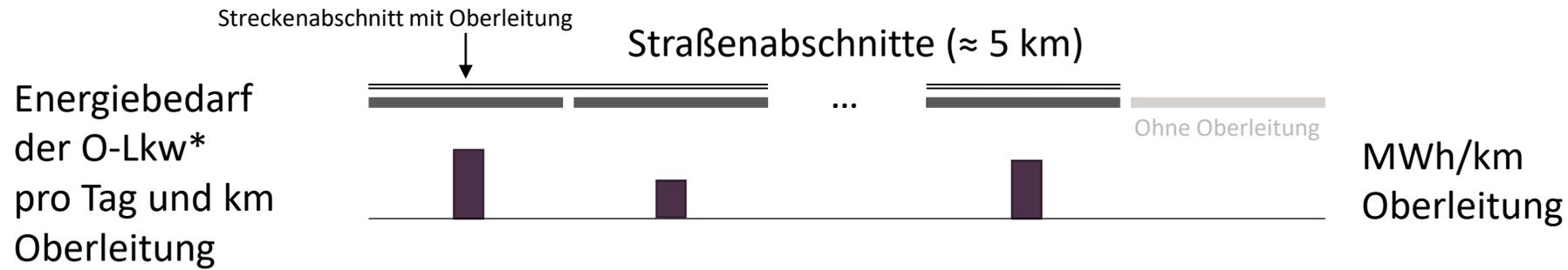
$$P_{\text{Peak}} = \frac{0,25 \cdot \text{Energie}_{\text{Tag}}}{1 \text{ h}}$$



→ Annuitäten der OL-Kosten pro km

$$\text{Kosten}_{OL, \text{fix}} + \text{Kosten}_{OL, \text{leistungsabhängig}} = 112,3 \text{ k€} + P_{\text{Peak}} \cdot \frac{30,5 \text{ k€}}{\frac{\text{MW}}{\text{km}}}$$

Ermittlung des Leistungsbedarfs der Oberleitung (1/3)

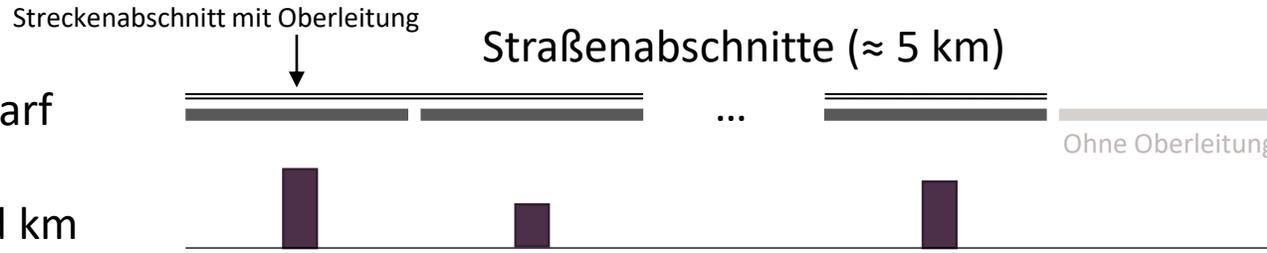


i O-Lkw starten mit vollständig geladener Batterie aus stationärer Depotladung

1 Der aus der Oberleitung benötigte tägliche **Energiebedarf einer Relation** wurde auf alle befahrenen Oberleitungsabschnitte **gleichverteilt**. Die relationsbedingten Energiebedarfe wurden im Anschluss **pro Streckenabschnitt aufsummiert**.

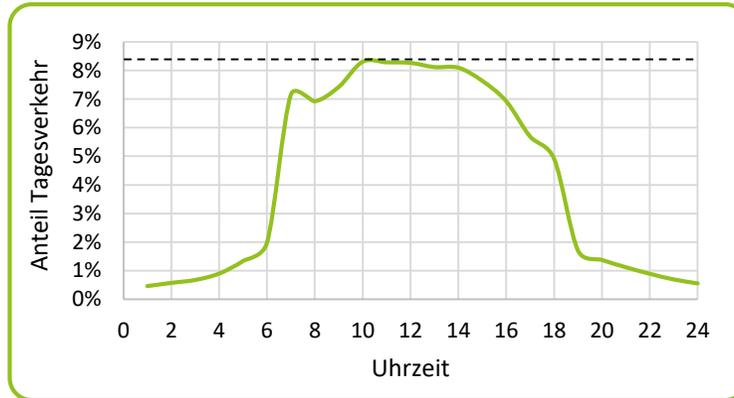
Ermittlung des Leistungsbedarfs der Oberleitung (2/3)

Energiebedarf
der O-Lkw
pro Tag und km
Oberleitung



MWh/km
Oberleitung

i O-Lkw starten mit vollständig geladener Batterie aus stationärer Depotladung



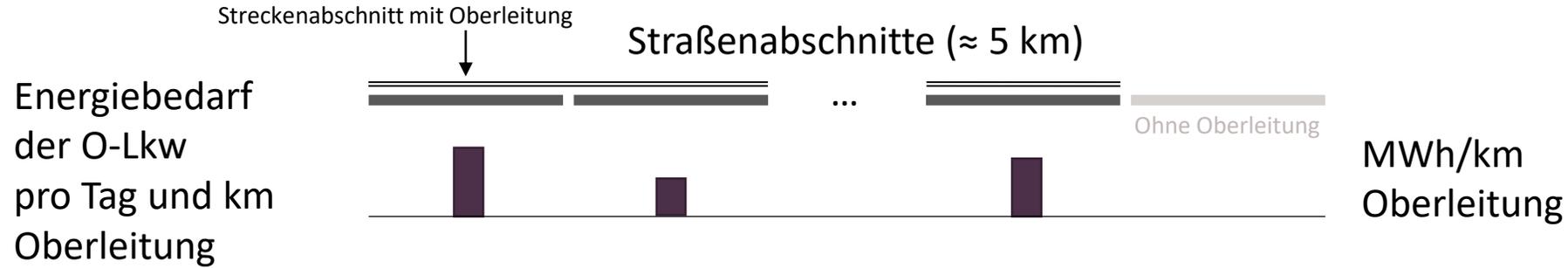
2 Zur Ermittlung der **maximal nötigen Leistung pro Oberleitungs-km (P_{Peak})** wurde angenommen, dass in der meistbelasteten Stunde des Tages 25 % des Tagesverkehrs anfallen. Zum Vergleich: An der Zählstelle mit der höchsten Belastung in der Peak-Stunde sind es ca. 8 % des Tagesverkehrs (Abbildung links*). Die Annahme von 25 % stellt damit einen ausreichenden Puffer dar.

$$P_{Peak} = \frac{0,25 \cdot \text{Energie}_{\text{Tag}}}{1 \text{ h}}$$

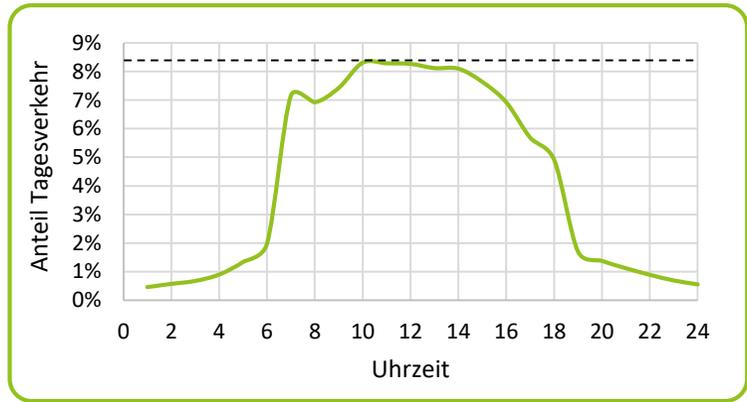


MW/km
Oberleitung

Ermittlung des Leistungsbedarfs der Oberleitung (3/3)



i O-Lkw starten mit vollständig geladener Batterie aus stationärer Depotladung



$$P_{\text{Peak}} = \frac{0,25 \cdot \text{Energie}_{\text{Tag}}}{1 \text{ h}}$$



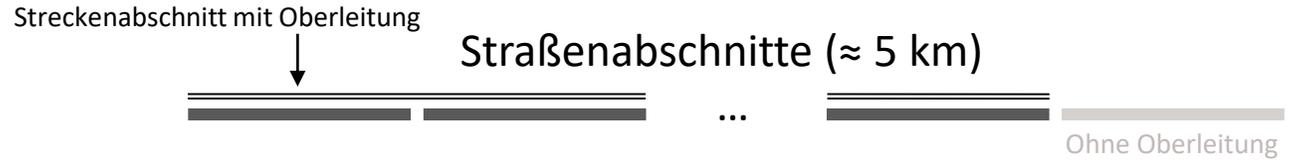
→ Annuitäten der OL-Kosten pro km

$$\text{Kosten}_{OL, \text{fix}} + \text{Kosten}_{OL, \text{leistungsabhängig}} = 112,3 \text{ k€} + P_{\text{Peak}} \cdot \frac{30,5 \text{ k€}}{\frac{\text{MW}}{\text{km}}}$$

3 Mit der Maximalleistung pro km Oberleitung können zusätzlich zu den Fixkosten die **leistungsabhängigen Kosten*** und damit die Annuitäten für einen Kilometer Oberleitung berechnet werden (siehe [Folie 37](#)).

* Für die Berechnung der leistungsabhängigen Kosten wurde der Leistungsbedarf des letzten Szenariojahres, also des maximalen Ausbauszustandes der Oberleitungsinfrastruktur verwendet.

Ermittlung der Bandbreite für den Strompreis



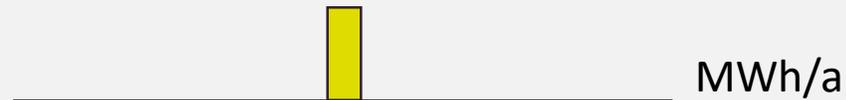
- Energie pro Tag aus Oberleitung



- Bündelung für Netzanschluss pro Mittelspannungsring (Annahme: ein Stromzähler pro Mittelspannungsring)



- Jährlicher Stromverbrauch für Strompreis nach Bandbreite



- Nach Energiebedarf gewichteter Durchschnitt des Strompreis für ganz Deutschland

→ Aufgrund des zunehmenden Energiebedarfs über die Zeit sinkt der mittlere Strompreis für Oberleitungs-Lkw in Deutschland tendenziell.



INSTITUT FÜR ENERGIE-
UND UMWELTFORSCHUNG
HEIDELBERG

Julia Pelzeter, Florian Heining,
Michel Allekotte

Florian Heining

Tel.: 030 284 45 78-24

E-Mail: florian.heining@ifeu.de

Julia Pelzeter

Tel.: 030 284 45 78-23

E-Mail: julia.pelzeter@ifeu.de