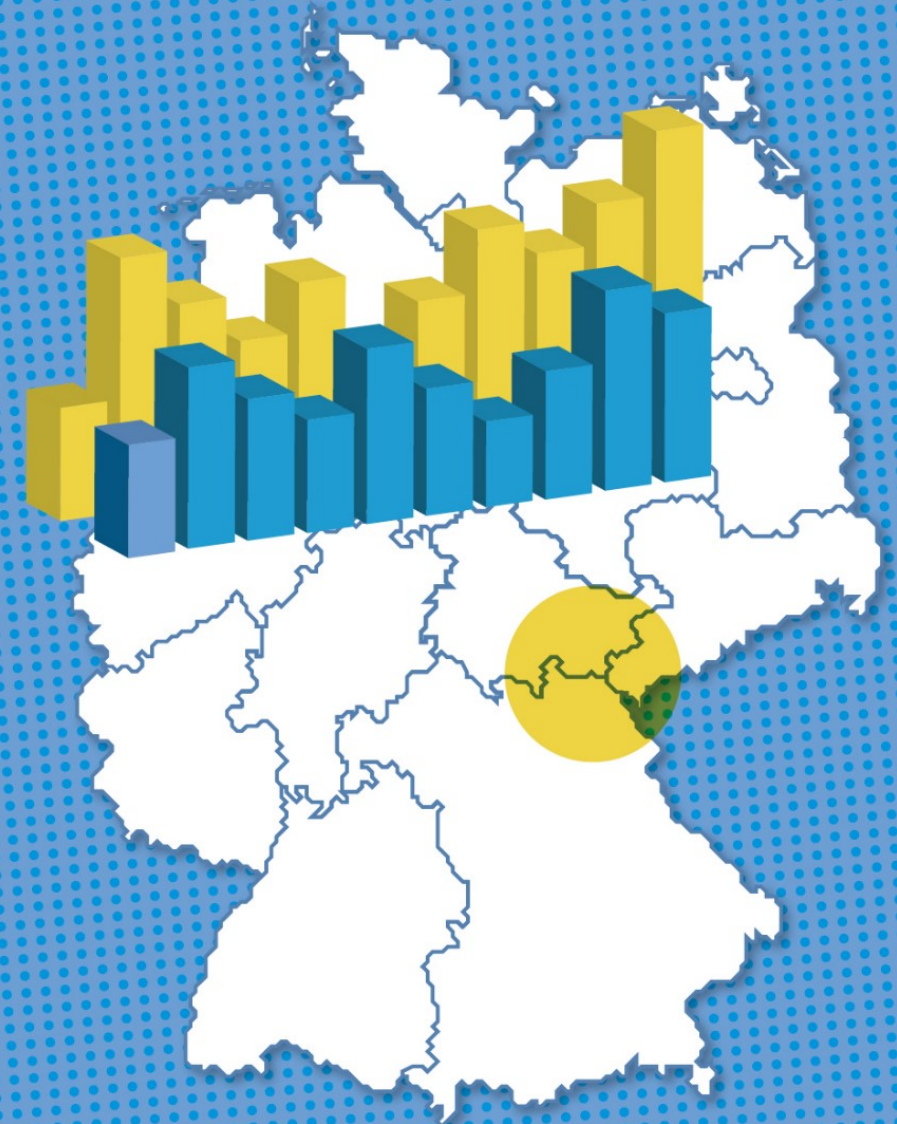


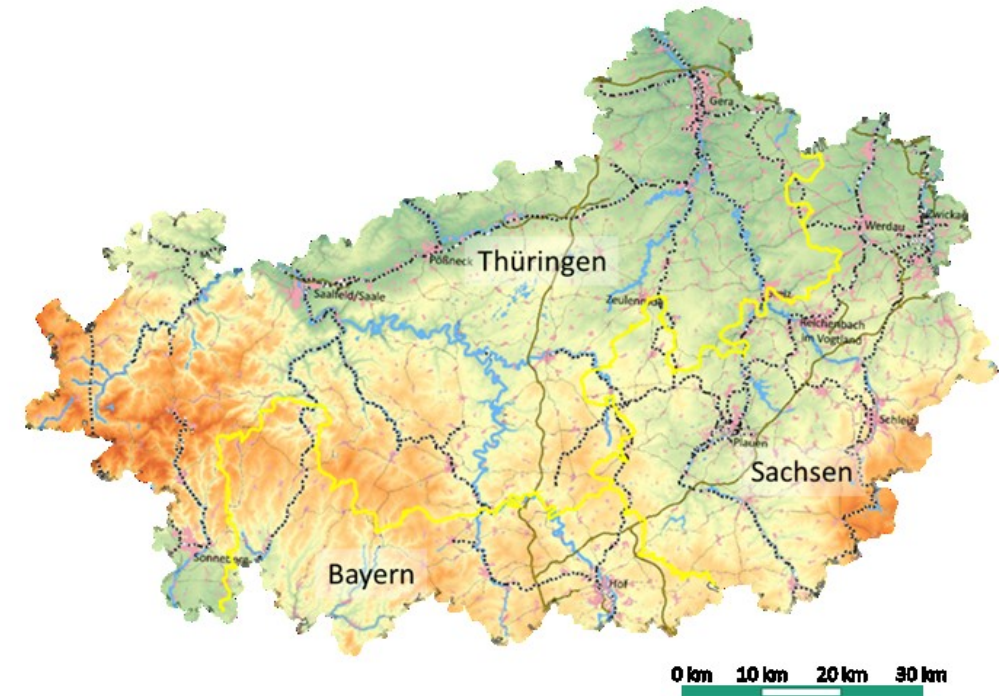


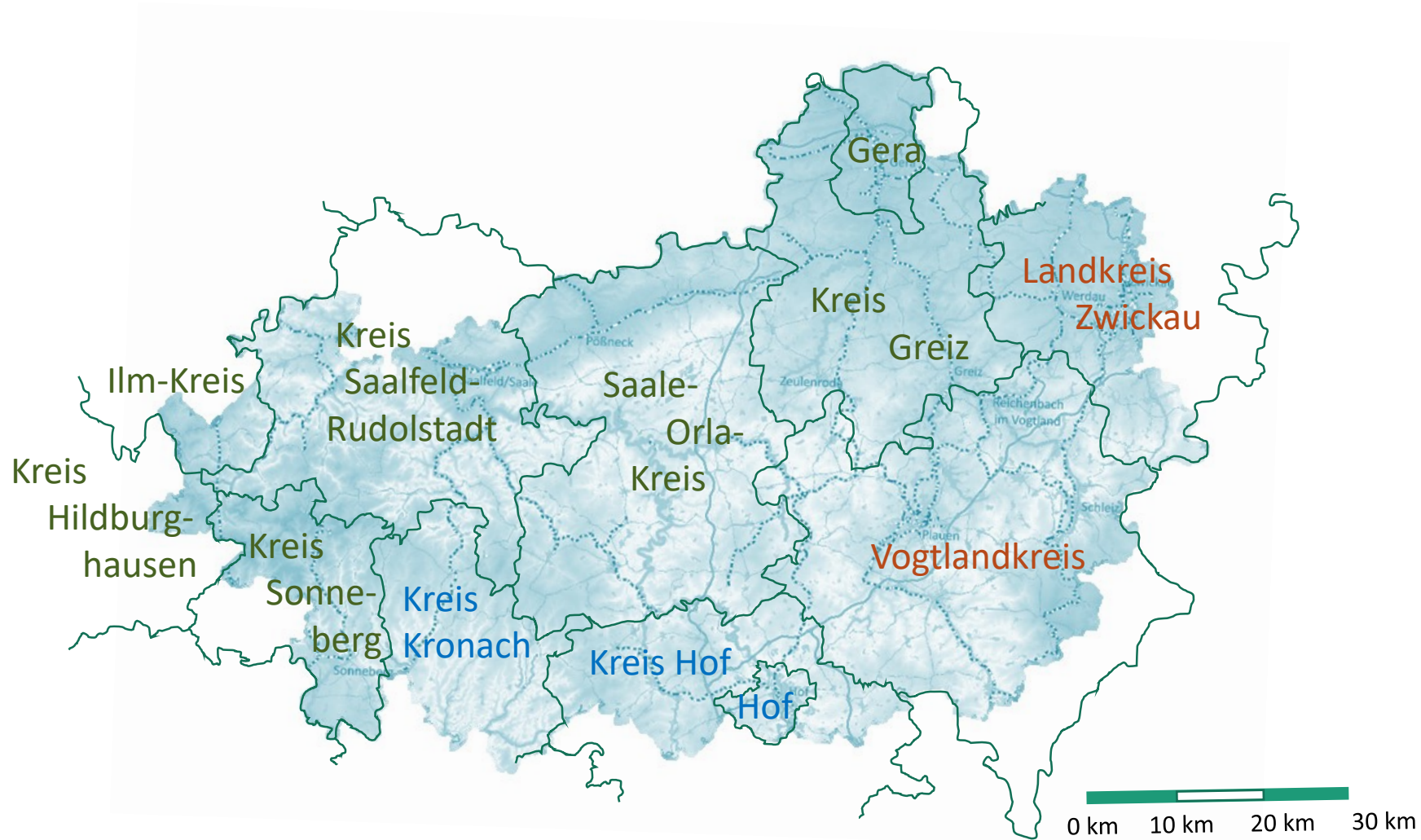
Bauhaus-
Universität
Weimar



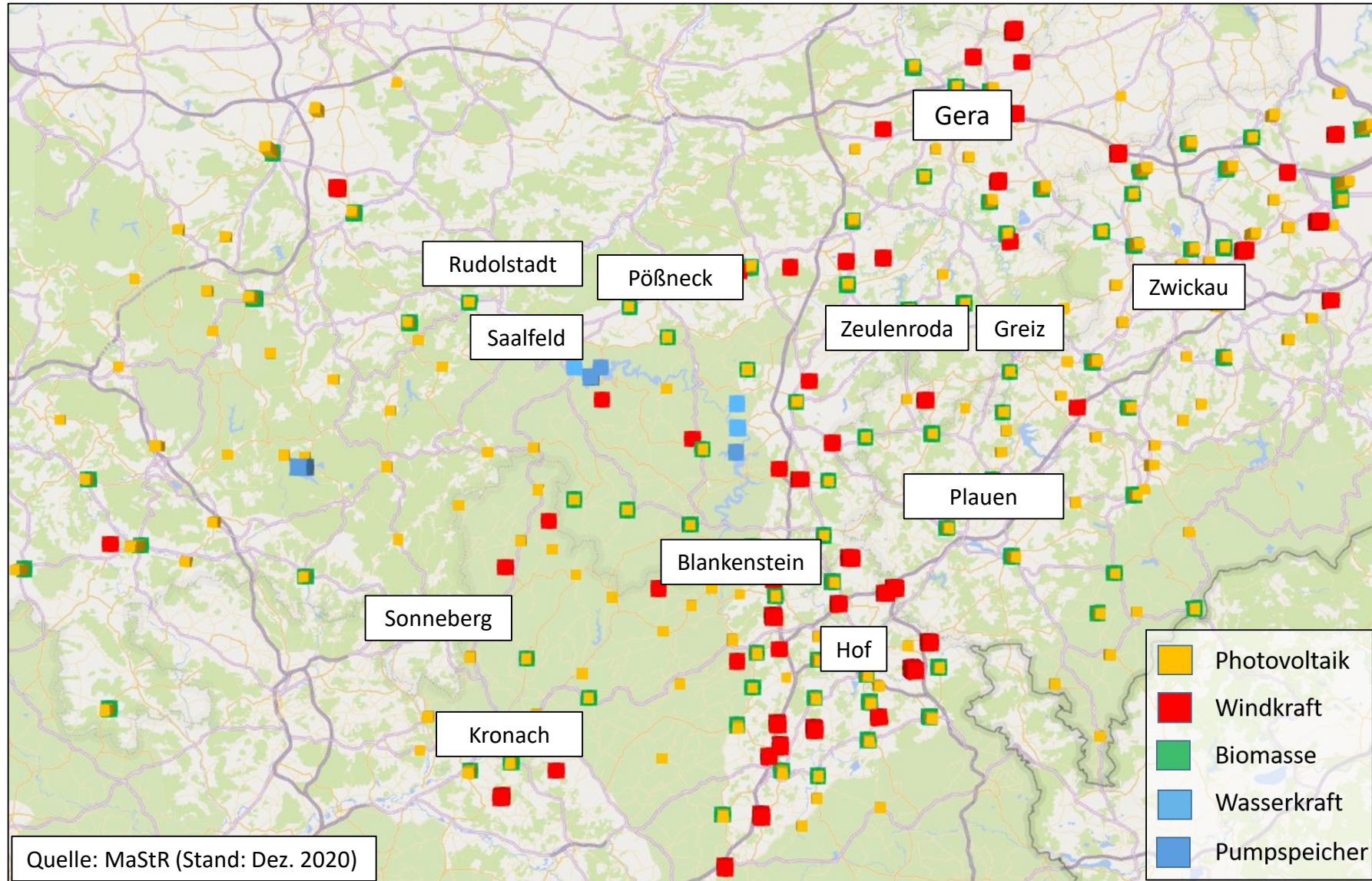
Machbarkeitsstudie Wasserstoff-Region Dreiländereck

1. Ausgangslage
2. Erzeugung und Verarbeitung
3. Potentielle Abnehmer
4. Transport und Speicherung
5. Erstellung Modellkonzept
6. Handlungsempfehlungen

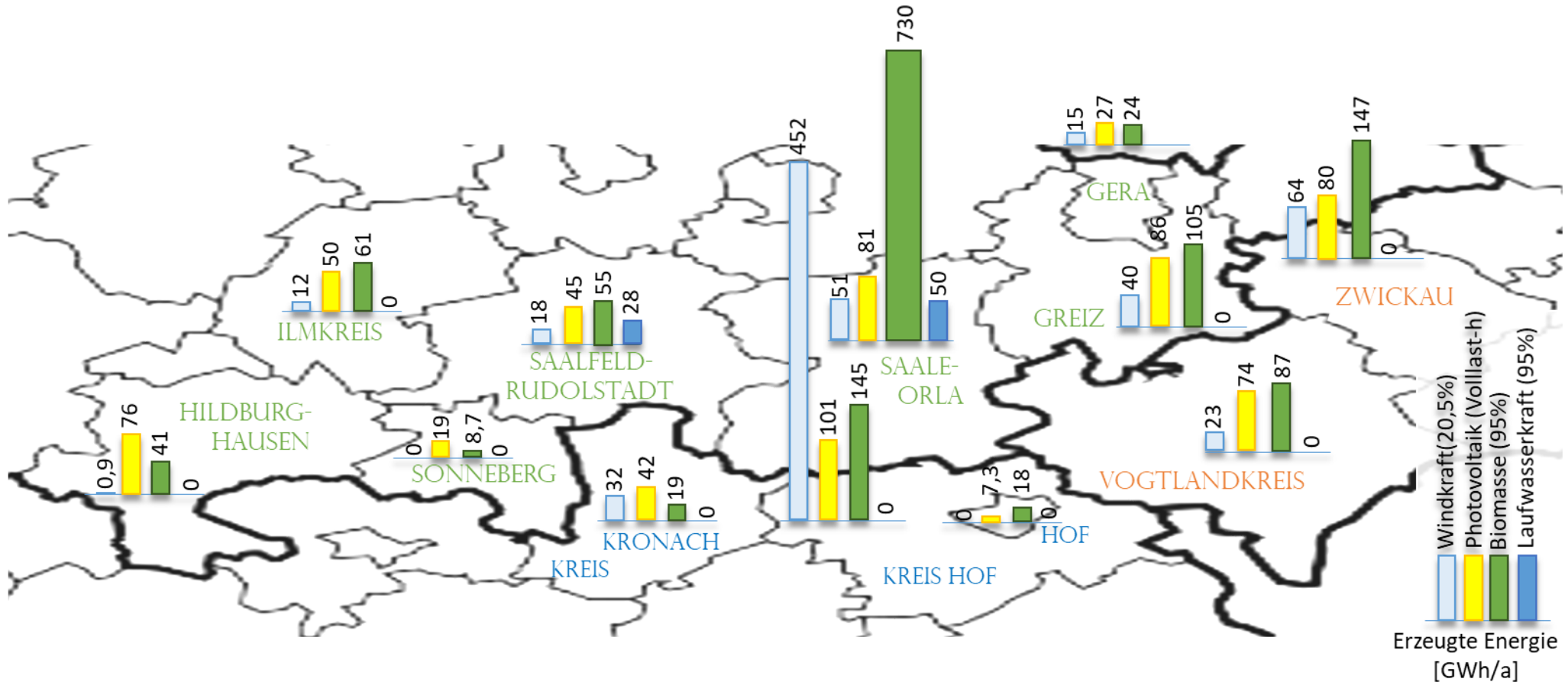




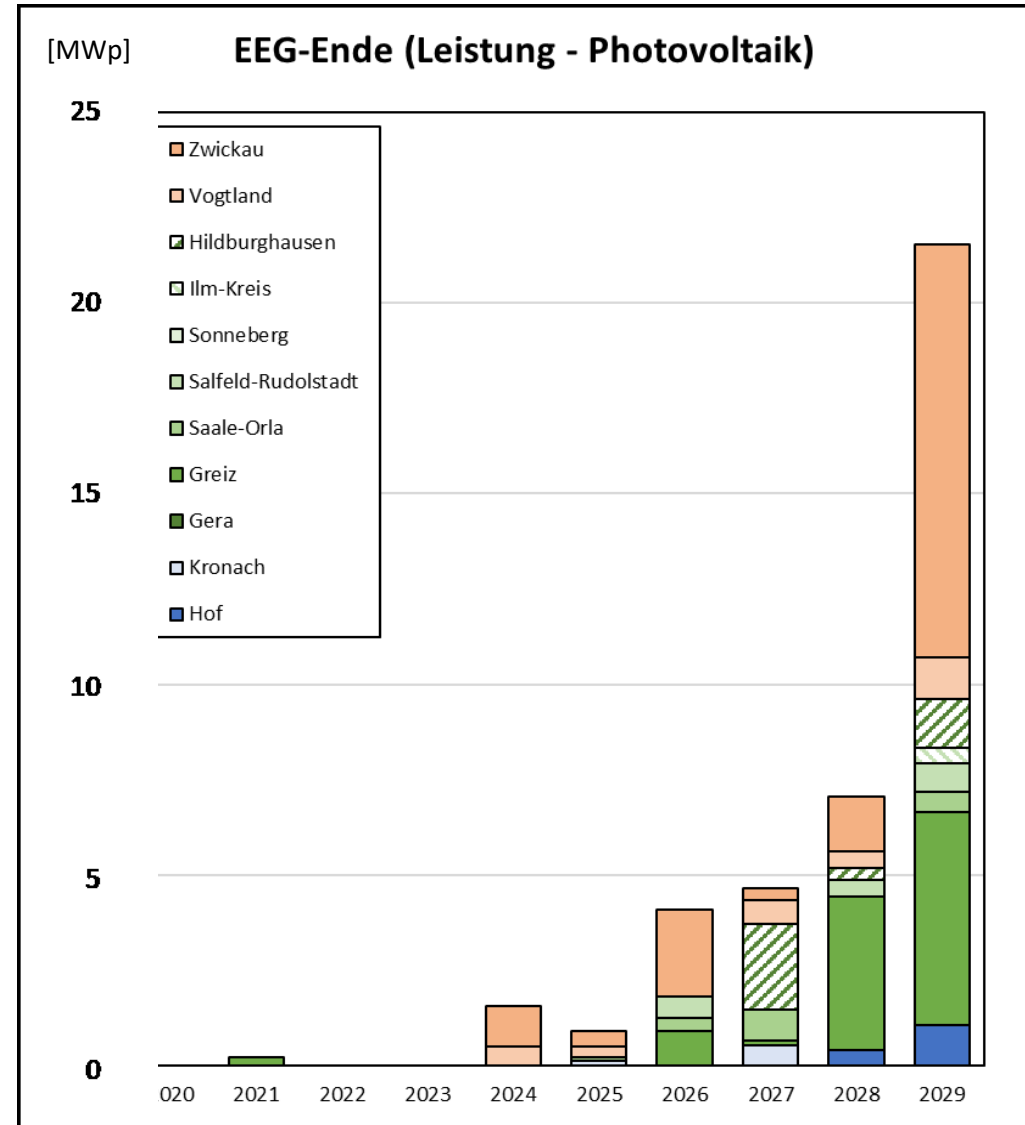
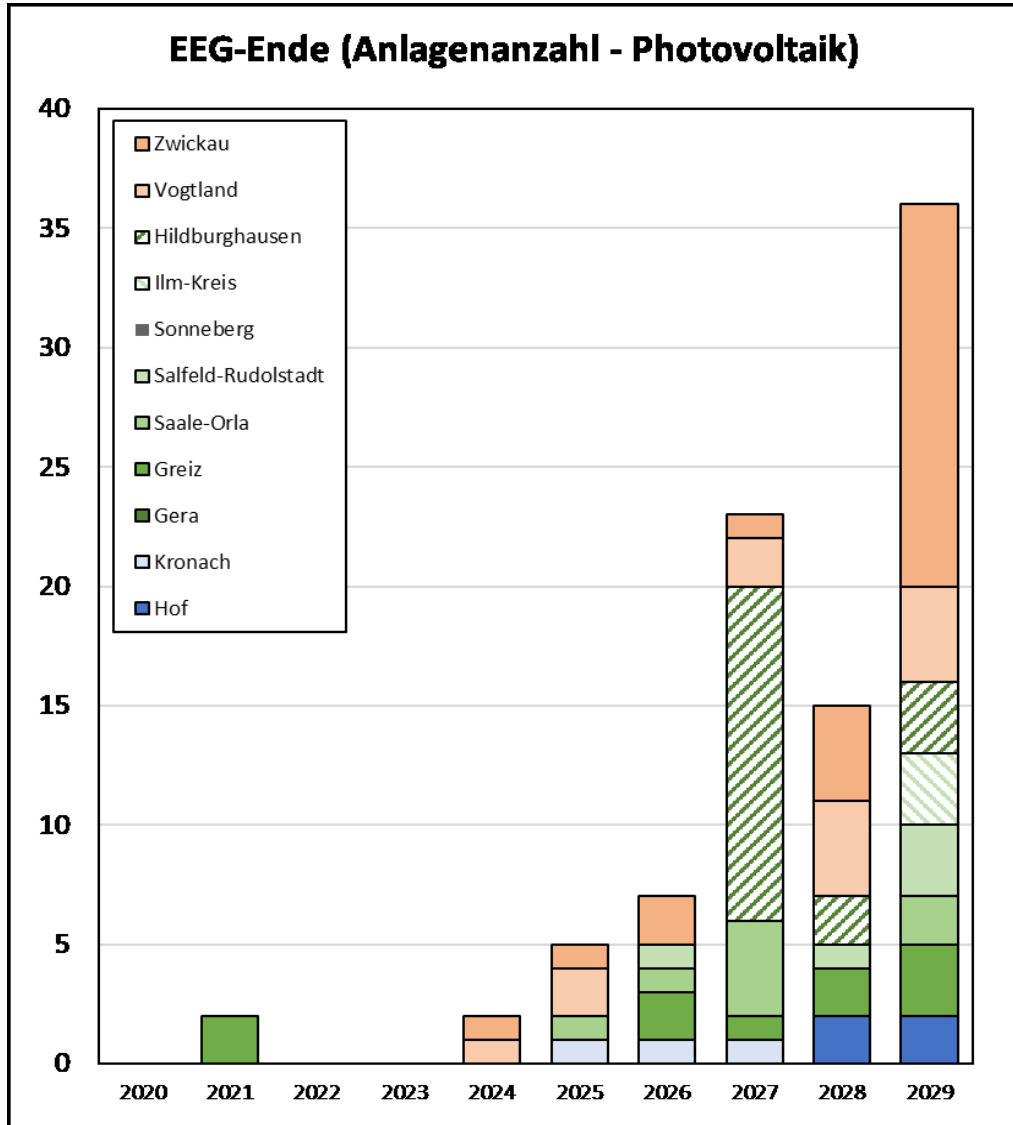
1. EE-Anlagen in der Region



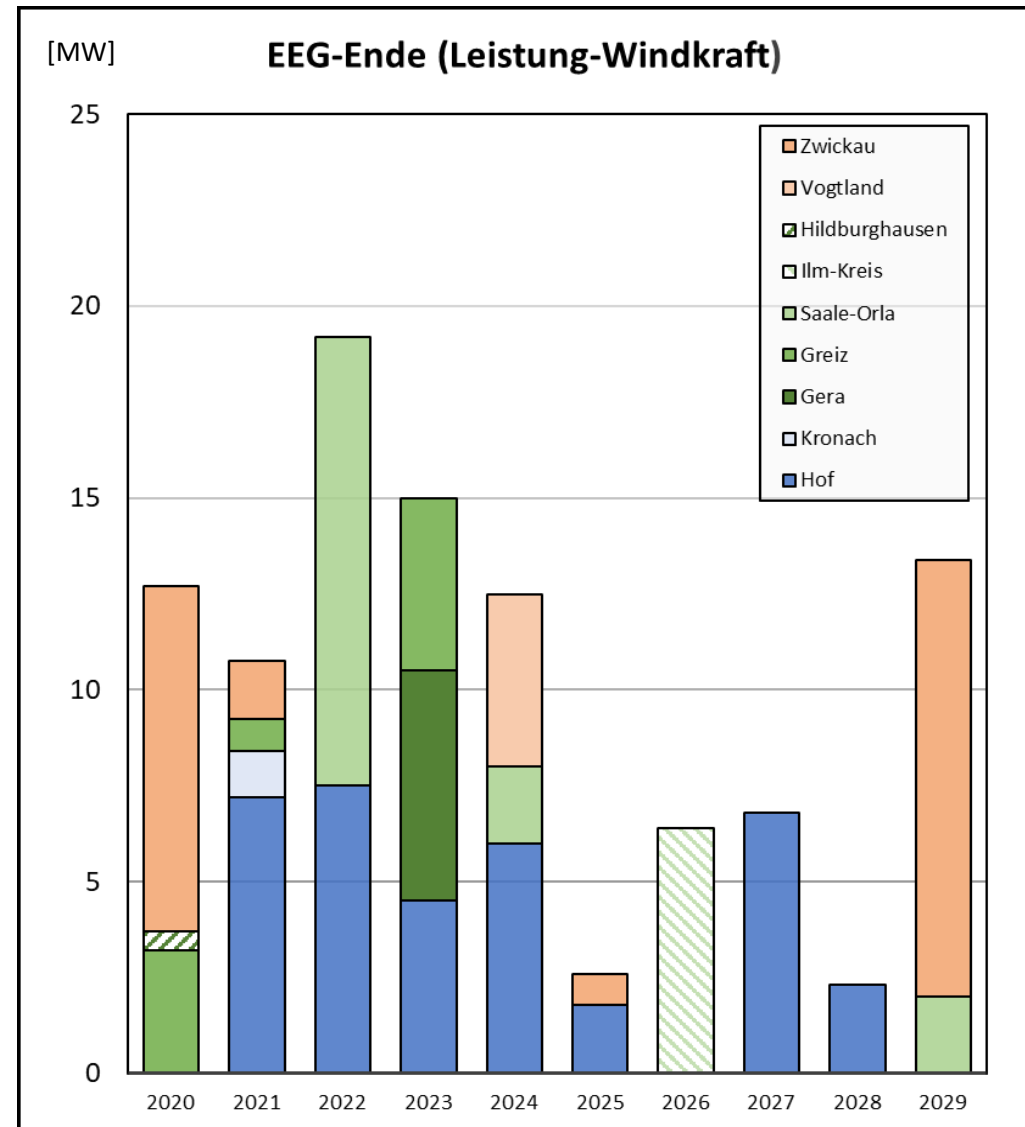
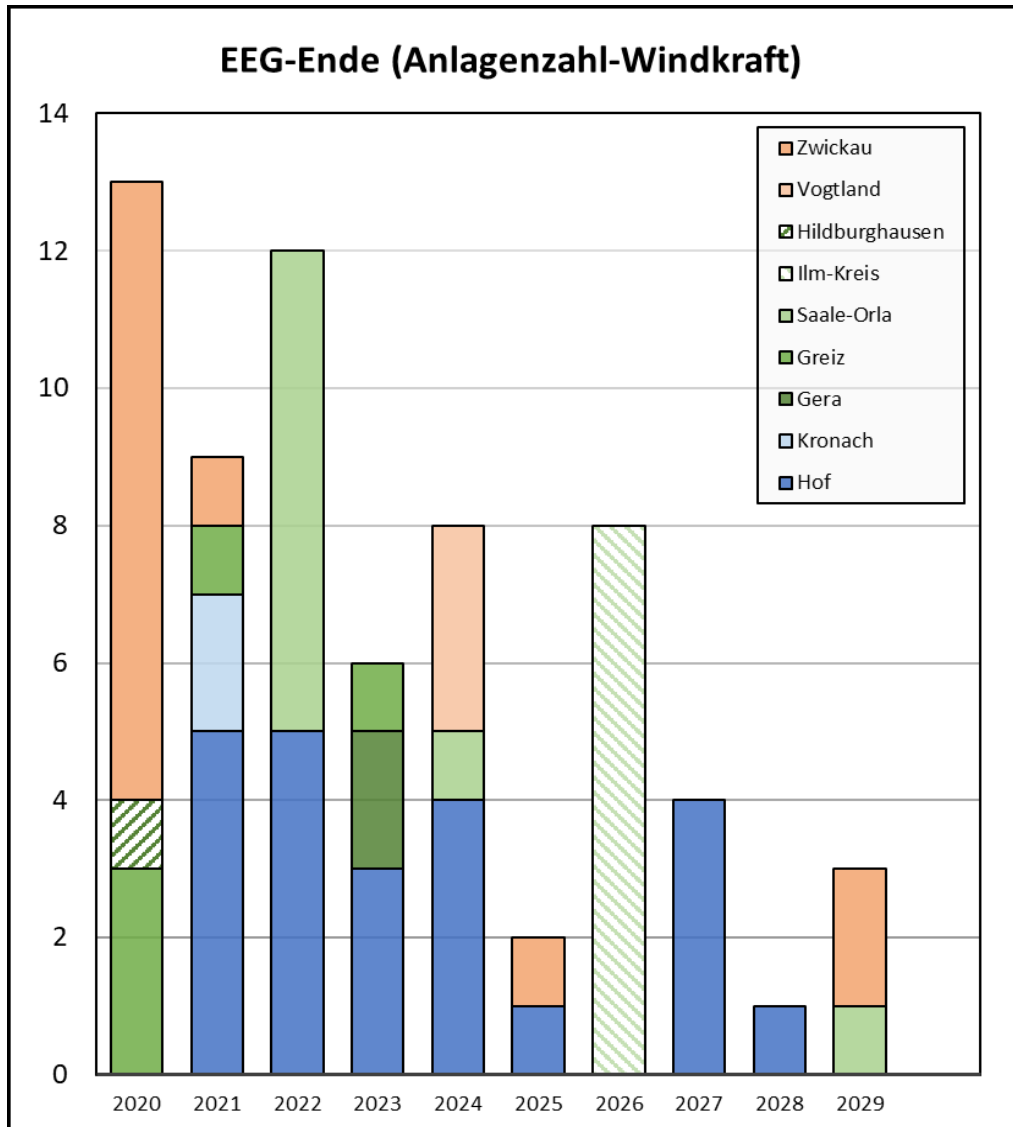
1. Erzeugungspotential Erneuerbare Energien



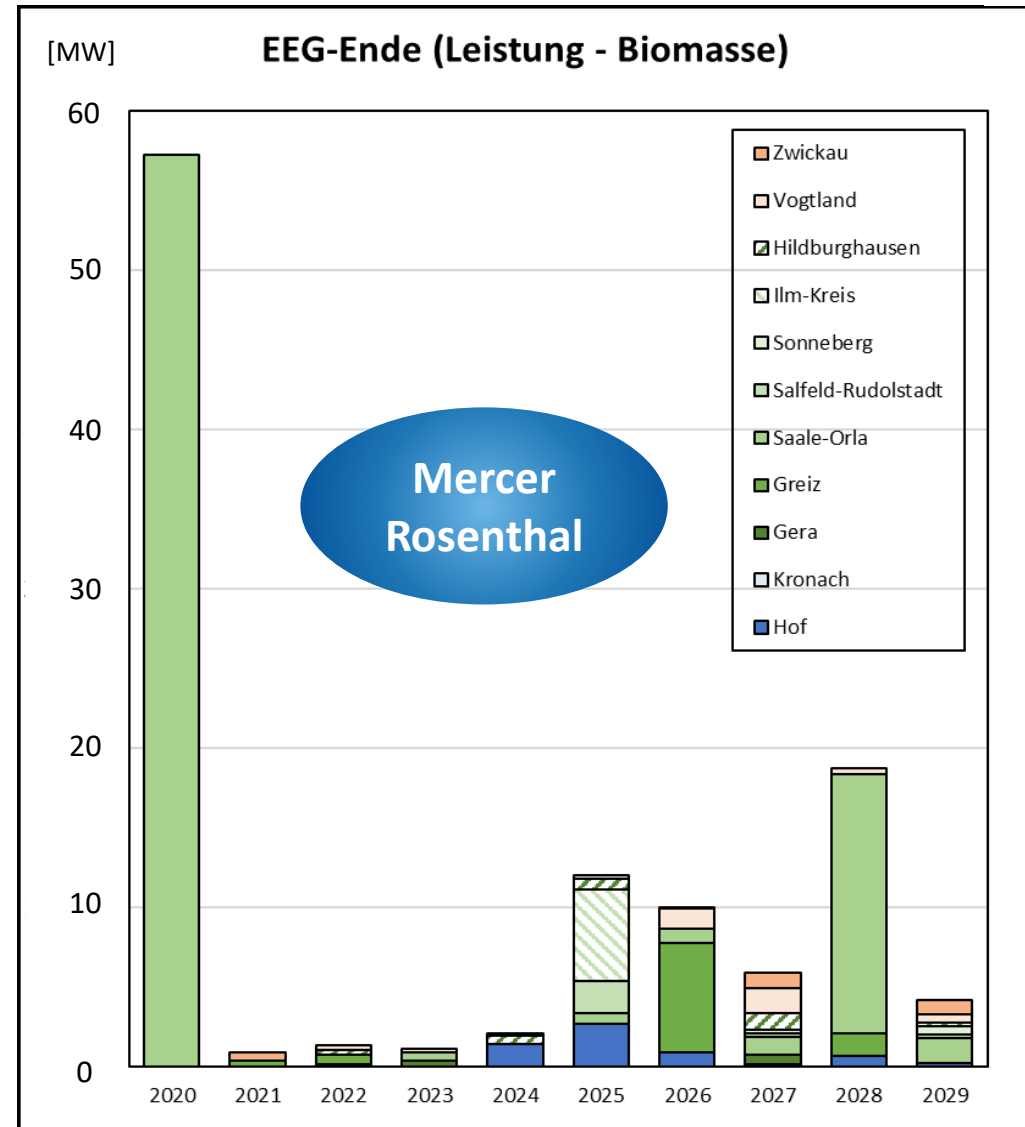
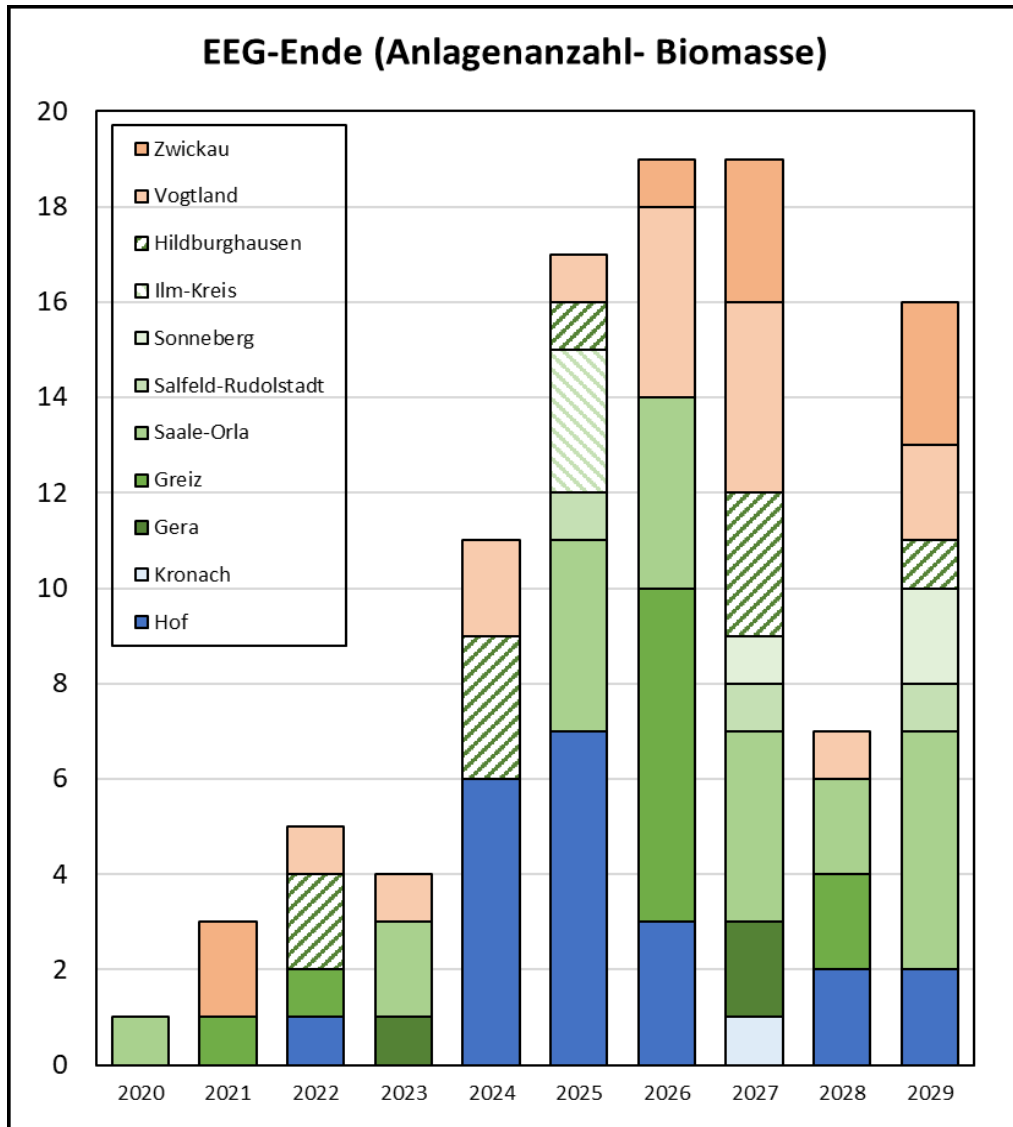
1. EEG-Ende Photovoltaik



1. EEG-Ende Windkraft



1. EEG-Ende Biomasse

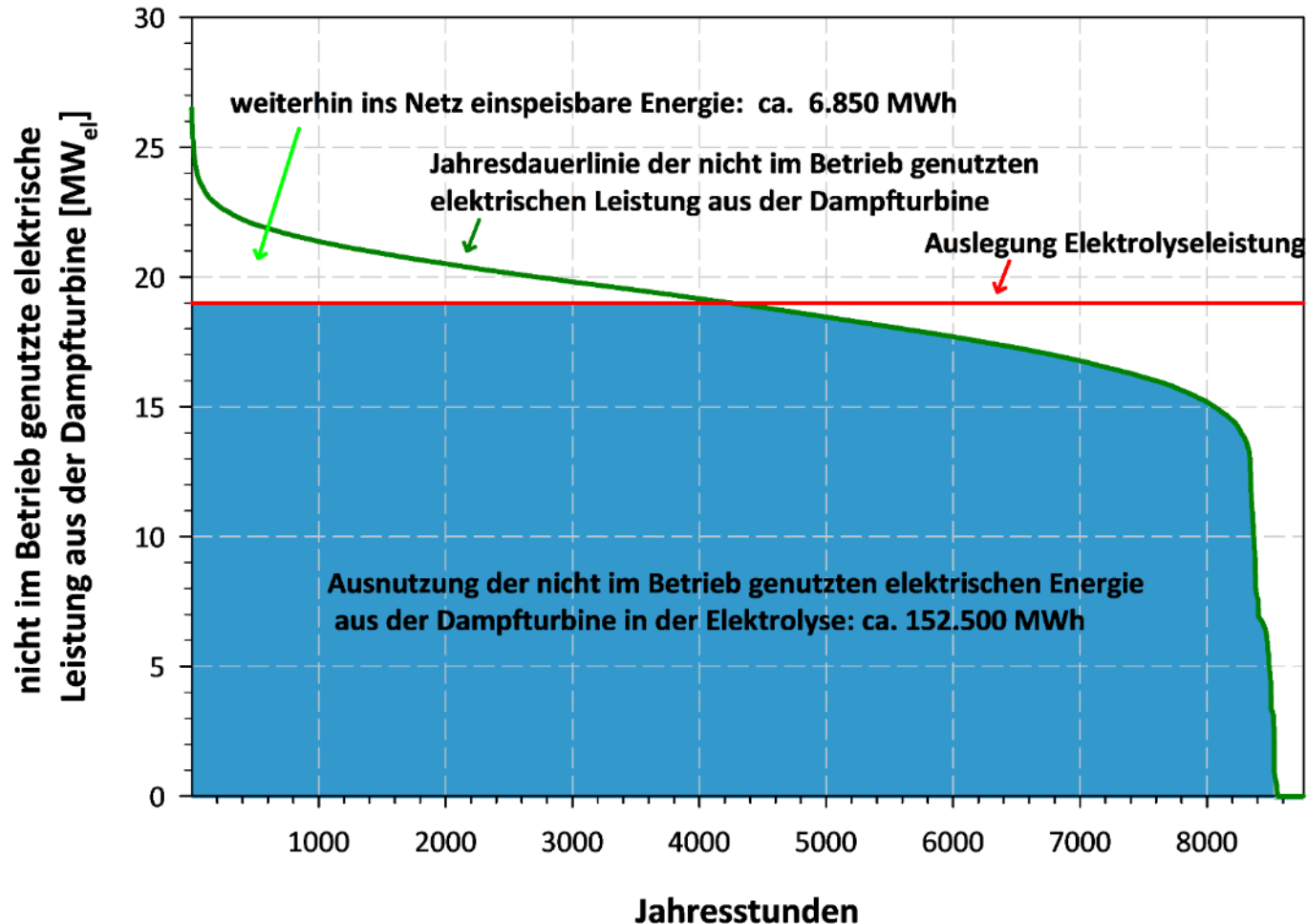


1. Ausgangslage



Fazit: Größtes Potential zur Gewinnung von grünem Wasserstoff liegt bei der Firma Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH der Mercer International Group

Ermittlung einer sinnvollen, maximalen Elektrolyseauslegung



Sinnvolle Auslegung: **18-19 MW**

Dimensionierung für 19 MW:

- Ausnutzung zur Verfügung stehender Energie: **95,7 %**
- Auslastung Elektrolyseur bezogen auf maximal erzeugbare H₂-Menge: **91,6 %**

→ Herstellbare H₂-Menge: **2030 t/a**

Wasserstoffherzeugungspotential

Elektrizitätsbedarf Elektrolysestack und Peripherie für die Erzeugung eines Kilogramms H₂:

$$E_{el,m} = 55 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} + 20 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} = 75 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$$

Herstellbarer Wasserstoff bei 19 MW Elektrolyseleistung:

2030 t H₂/a

Bei einem Heizwert von **33,33 kWh/kg H₂** ergibt sich folgende chemische Energiemenge:

67.700 MWh/a

Wasserbedarf und Sauerstofferzeugungspotential

- Menge an zur Herstellung von 2030 t H₂ benötigtem Wasser: **ca. 18.300 m³/a → 50 m³/d**
- Menge an frei werdenden Sauerstoff: **ca. 16.240 t O₂/a → 44,5 t O₂/d**
- Menge an für Bleichmittel benötigten Sauerstoff der Zellstofffabrik: **16.200 t O₂/a**
- Kosten der Sauerstoffbereitstellung für Bleichmittel: **ca. 1 Mio. €/a**

- **Bei einer 80 %-igen Nutzbarkeit des erzeugten Sauerstoffs beträgt das Kosteneinsparpotential pro Kilogramm erzeugten Wasserstoff knapp 40 ct/kg.**
- **Da die Zellstofffabrik ausreichend Kesselwasser zu Verfügung stellen kann, wird keine Wasseraufbereitung benötigt.**

H₂-Gestehungskosten zur innerbetrieblichen Nutzung zur Erdgassubstitution für die maximale Elektrolyseauslegung 19 MW

Investitionskosten (Abschreibung über 15 Jahre, 0,5 % Zinsen, ohne Förderung)

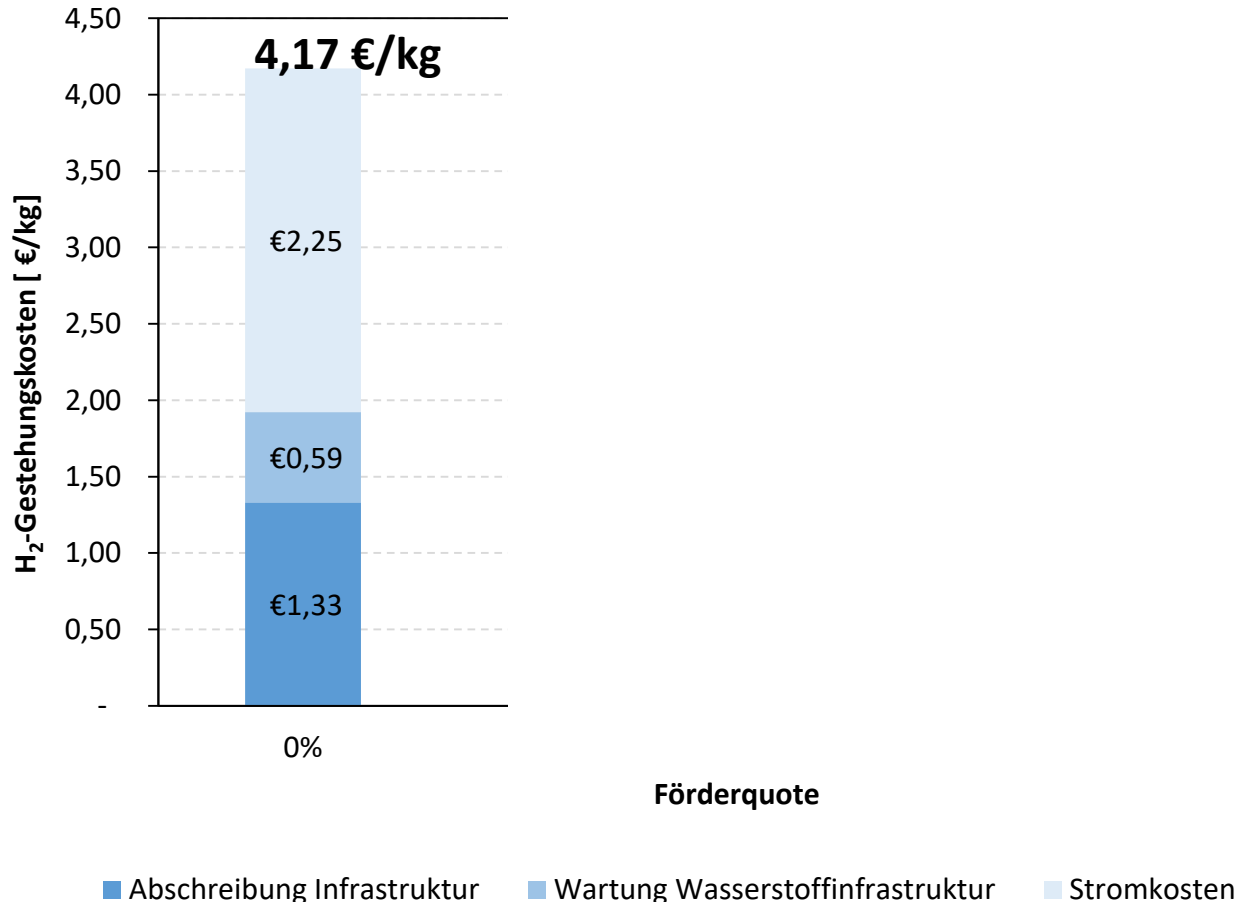
Investitionskosten	Annahmen	Gesamtkosten [€]	Jährliche Kosten [€/a]	Kosten je kg H ₂ [€/kg H ₂]
Elektrolyseur (19 MW, 30-35 bar)	2000 €/kW (inkl. Peripherie, konservativ)	38.000.000	2.636.000	1,29
Stationärer Speicher (1 Tag, Abschreibung 30 a)	30 bar 4.400 m, Ø 0,8 m 450 €/m Röhrenspeicher	1.975.000	71.000	0,04
Verdichter	Gaszufuhr Brenner bei 3,5 bar, keine Verdichtung notwendig	-	-	
Gesamtkosten		39.975.000	2.707.000	1,33

H₂-Gestehungskosten zur innerbetrieblichen Nutzung zur Erdgassubstitution für die maximale Elektrolyseauslegung 19 MW

Betriebskosten

Betriebskosten	Annahmen	Jährliche Kosten [€/a]	Kosten je kg H ₂ [€/kg H ₂]
Wartungskosten	jährlich 3 % der Investitionskosten	1.200.000	0,59
Stromkosten Elektrolyse	durch Eigenproduktion gedeckt (fehlender Gewinn, 3 ct./kWh el.)	4.574.000	2,25
Stromkosten Verdichter	Gaszufuhr Brenner bei 3,5 bar, keine Verdichtung notwendig	-	-
Wasserkosten/ Wasseraufbereitung	vernachlässigbar durch ausreichend zur Verfügung stehendes Kesselwasser	-	-
Betriebskosten gesamt		5.773.500	2,84

H₂-Gestehungskosten zur innerbetrieblichen Nutzung zur Erdgassubstitution für die maximale Elektrolyseauslegung 19 MW



Günstigster Fall: **101 €/MWh**

Vergleich zu den im Jahr 2020 zu zahlenden Erdgaskosten: **19 €/MWh**

Inklusive CO₂-Bepreisung: **25 €/MWh**

→ **Erdgassubstitution im Jahr 2020 nicht wirtschaftlich**

H₂-Gestehungskosten für den Verkauf ab Betriebshof der Zellstofffabrik bei maximaler Elektrolyseauslegung (19 MW)

Zusätzliche Kosten:

- Verdichtung auf Transportdruck (300 bar)
- Stationärer Speicher zur Überbrückung Wartungszeitraum (10 Tage)
- Höhere Wartungskosten durch Verdichter und größeren Speicher

2. Erzeugung und Verarbeitung

Wasserstoffgestehungskosten ab Betriebshof bei 19 MW Elektrolyseleistung und 3 ct/kWh Stromkosten

Investitionskosten je kW »		1000 €/kW	1500 €/kW	2000 €/kW
Elektrolysesauerstoffnutzung	Förderquote ↓	H ₂ -Gestehungskosten [€/kg]	H ₂ -Gestehungskosten [€/kg]	H ₂ -Gestehungskosten [€/kg]
Keine Nutzung	0 %	3,72	4,19	4,65
Keine Nutzung	20 %	3,53	3,93	4,33
Keine Nutzung	40 %	3,34	3,67	4,01
Keine Nutzung	60 %	3,15	3,41	3,68
O ₂ -Nutzung	0 %	3,33	3,79	4,26
O ₂ -Nutzung	20 %	3,14	3,53	3,93
O ₂ -Nutzung	40 %	2,94	3,28	3,61
O ₂ -Nutzung	60 %	2,75	3,02	3,29

- Gestehungskosten von 4,65 € für grünen Wasserstoff ist für Industrieunternehmen interessant!
- Eine Erhöhung des erzielbaren Einspeisungspreises für Strom um 1 ct/kWh führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffgestehungskosten um ca. 75 ct/kg H₂

2. Erzeugung und Verarbeitung

Wasserstoffgestehungskosten ab Betriebshof bei 19 MW Elektrolyseleistung und 6 ct/kWh Stromkosten

Investitionskosten je kW »		1000 €/kW	1500 €/kW	2000 €/kW
Elektrolysesauerstoffnutzung	Förderquote ↓	H ₂ -Gestehungskosten [€/kg]	H ₂ -Gestehungskosten [€/kg]	H ₂ -Gestehungskosten [€/kg]
Keine Nutzung	0 %	6,01	6,48	6,94
Keine Nutzung	20 %	5,82	6,22	6,62
Keine Nutzung	40 %	5,63	5,96	6,29
Keine Nutzung	60 %	5,44	5,70	5,97
O ₂ -Nutzung	0 %	5,62	6,08	6,55
O ₂ -Nutzung	20 %	5,43	5,82	6,22
O ₂ -Nutzung	40 %	5,23	5,57	5,90
O ₂ -Nutzung	60 %	5,04	5,31	5,58

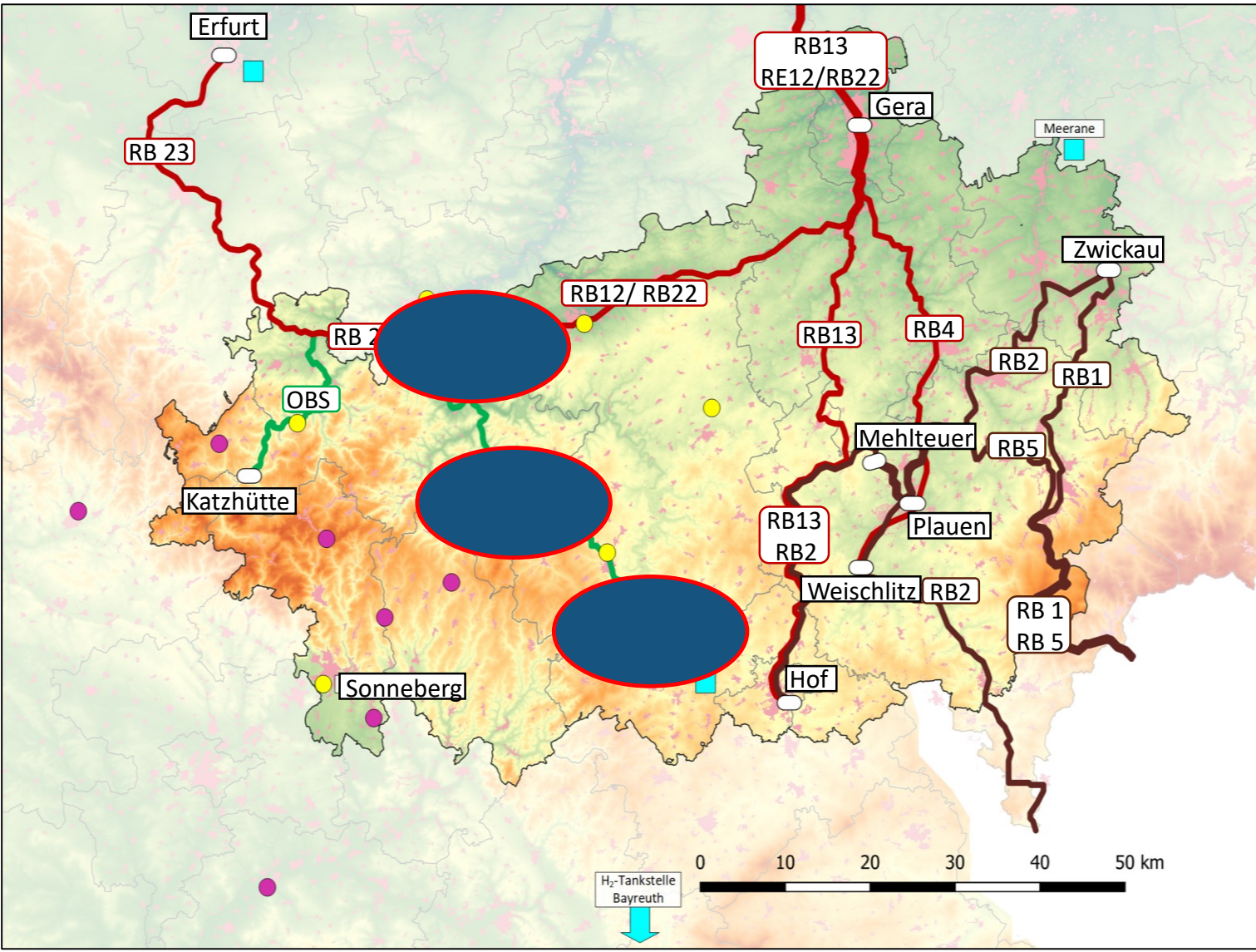
→ Eine Erhöhung des erzielbaren Einspeisungspreises für Strom um 1 ct/kWh führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffgestehungskosten um ca. 75 ct/kg H₂

Potentielle Wasserstoffabnehmer in der Modellregion

- Industrieunternehmen: Erdgassubstitution (keine Wirtschaftlichkeit in absehbarer Zeit zu erreichen), Ersatz für graue Wasserstoffnutzung in der Industrie
- Busunternehmen: Wirtschaftlichkeit ist zu prüfen
- Bahnlinien auf nicht elektrifizierten Strecken: Wirtschaftlichkeit ist zu prüfen

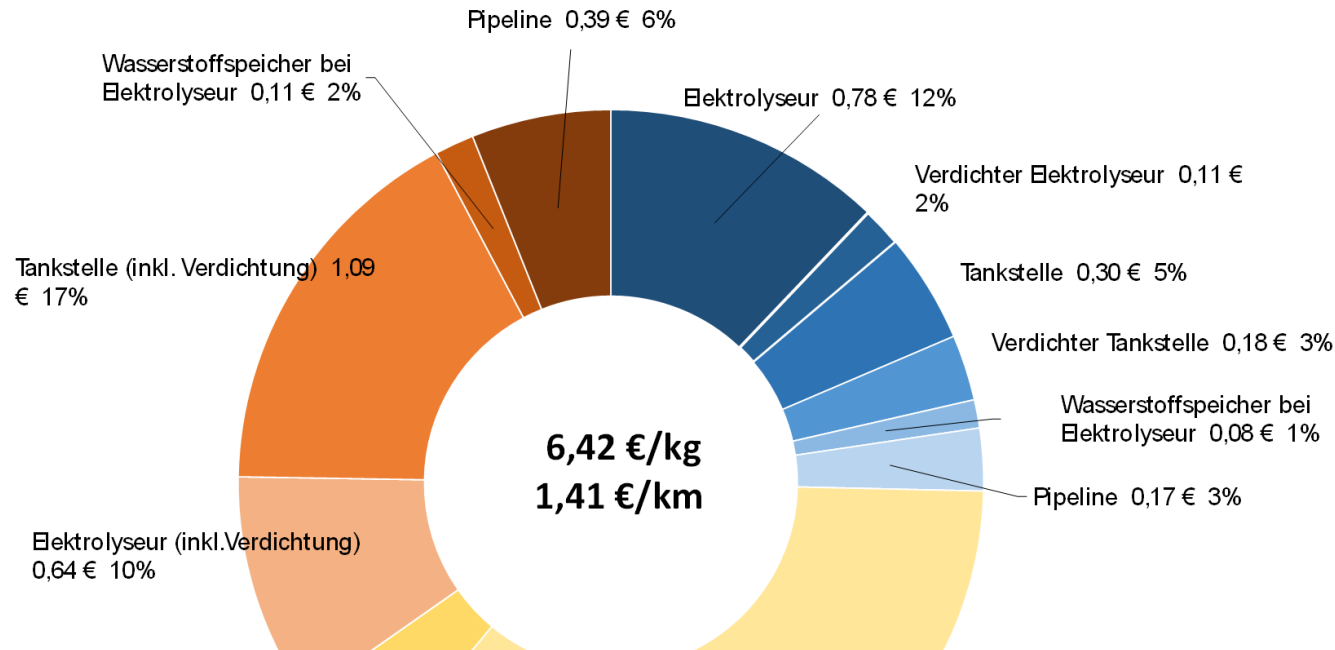


3. Potentielle Abnehmer



- Nicht elektrifizierte Strecke, keine Eignung für den Alstom Coradia iLint
- Nicht elektrifizierte Strecke, Eignungsprüfung für H₂BZ-Triebwagen ausstehend
- Nicht elektrifizierte Strecke mit Eignung für den Alstom Coradia iLint
- Busdepot betrachteter Busunternehmen
- Betrachtete Industrieunternehmen mit potentiell H₂-Bedarf
- Wasserstofftankstellen

Gesamtkosten zur Wasserstoffversorgung von RB 32 (19 MW Elektrolyseleistung)



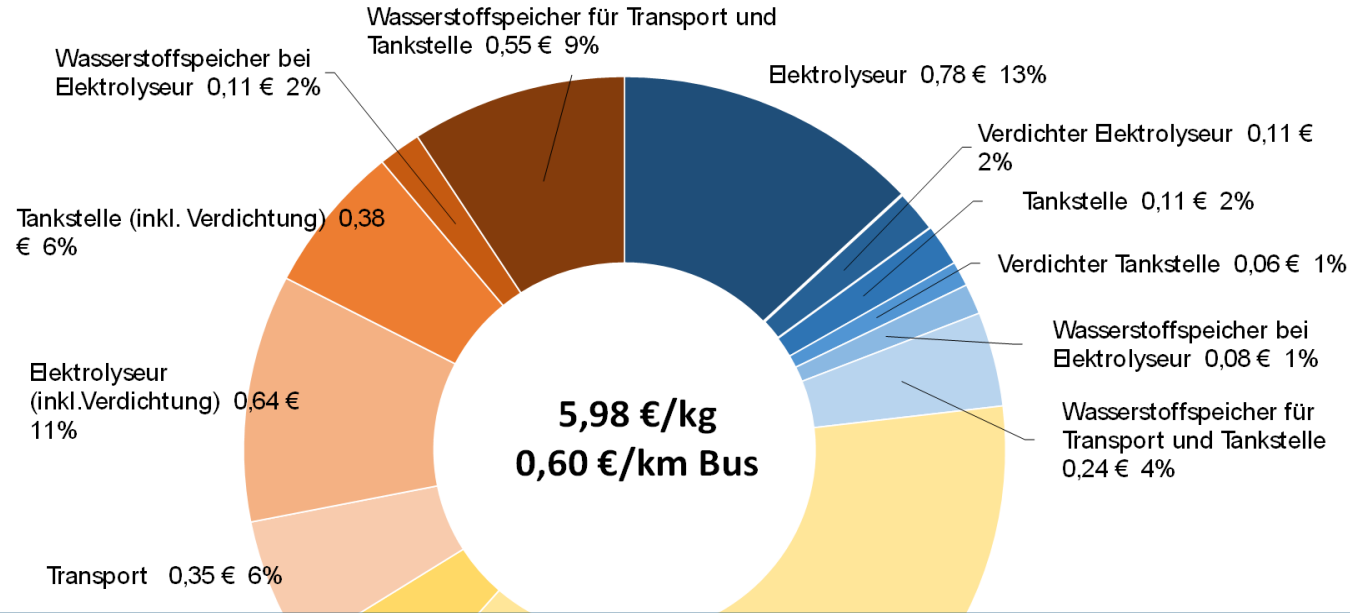
Erzeugung: Zellstofffabrik
Elektrolyseleistung: 19 MW
Potential: 2030 t H₂/a
Förderung: 40 %
Abnahme: Bahntankstelle für RB 32
Fahrleistung: 200.000 km/a
Bedarf: 44 t H₂/a
Förderung (inkl. Transport): 80%
Transport:
Pipeline

H₂-Zielpreis im Vergleich zu Diesel inkl. CO₂-Bepreisung nach BEHG* im Jahr 2022: **7,30 €/kg**

(Pilotprojekt Einsatz von H₂BZ-Triebwagen in Thüringen)
(Vergleich mit Dieseltriebwagen in ähnlicher Gewichts- und Größenklasse wie dem Alstom Coradia iLint)

- Wirtschaftlichkeit unter getroffenen Annahmen 2020 erreichbar
- Bei Stromkosten von 6 ct/kWh ergeben sich Kosten von 8,70 €/kg H₂.
- Zur Kompensation müsste der Dieselpreis inkl. CO₂-Bepreisung bei 1,37 €/l liegen.

Gesamtkostenbetrachtung Busdepot Saalfeld



Erzeugung: Zellstofffabrik

Elektrolyseleistung: 19 MW
Potential: 2030 t H₂/a
Förderung: 40 %

Abnahme: Busdepot Saalfeld

Fahrleistung: 250.000 km/a
Bedarf: 250 t H₂/a
Förderung (inkl. Transport): 80%

Transport:

400 kg Container per Lkw (2 Container pro Fahrt)

H₂-Zielpreis im Vergleich zu Diesel inkl. CO₂-Bepreisung nach BEHG* im Jahr 2022: **3,06 €/kg**

(Machbarkeitsstudie Modellregion Schwarzatal)

*Brennstoffemissionshandels-gesetz

- Wirtschaftlichkeit 2020 für Busse nicht zu erreichen
- Bei Stromkosten von 6 ct/kWh ergeben sich Kosten von **8,26 €/kg H₂**.
- Bei Dieselpreisen von 1,50 €/l (inkl. CO₂-Bepreisung) liegt der H₂-Zielpreis bei **4,20 €/kg**.

Auswirkungen auf die Ticketpreise

Treibstoffszenario	Anteil Treibstoffkosten an den Gesamtkosten	Ticketpreisentwicklung	Differenz
Stand 2020	38,3 %		
Wasserstoff 6,00 €/kg	57,1 %	+ 43,9 %	
CO ₂ -Preis 35,00 €/t (2021)	39,8 %	+ 2,5 %	
CO ₂ -Preis 55,00 €/t (2025)	41,6 %	+ 5,7 %	
CO ₂ -Preis 65,00 €/t (2026)	42,3 %	+ 7,0 %	+36,9 %
CO ₂ -Preis 105,00 €/t (2030)	45,0 %	+ 12,4 %	+31,5 %

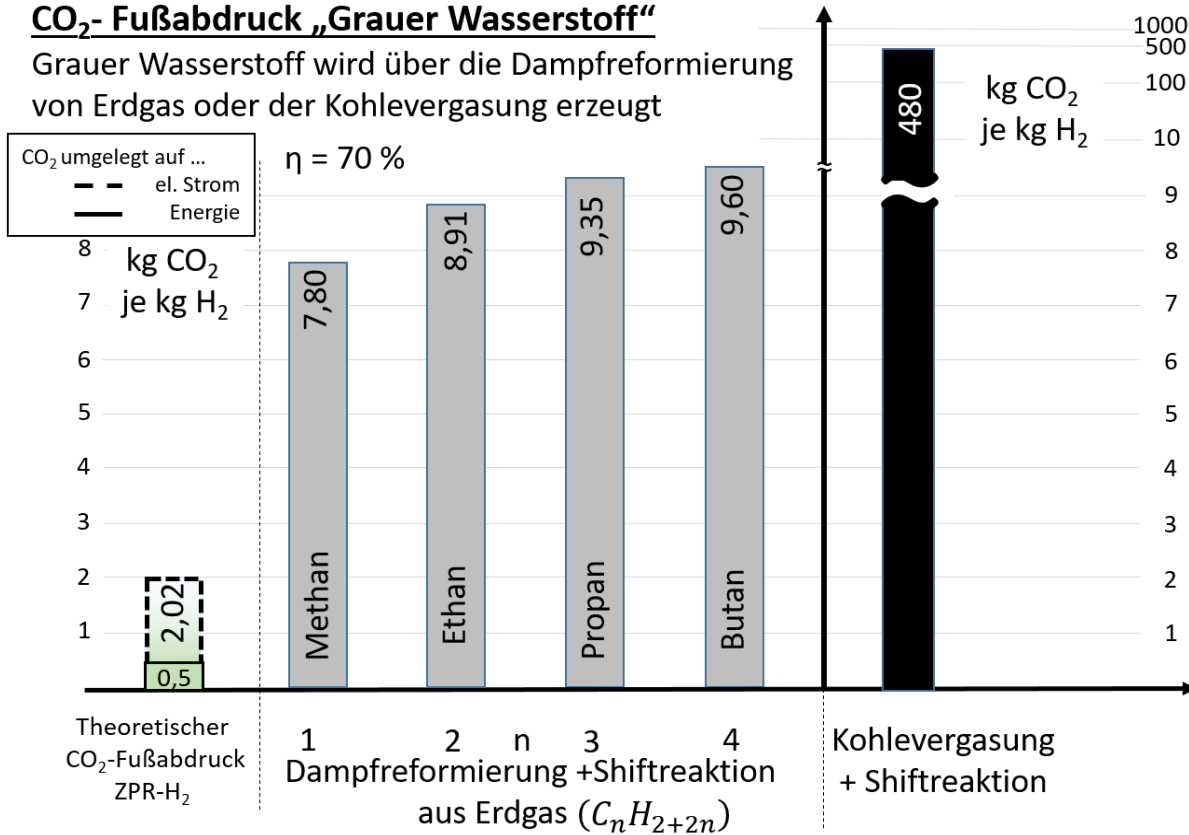
Anteil der Treibstoffkosten an den Gesamtkosten am Beispiel eines Busunternehmens in der Modellregion sowie die theoretische Fahrpreissteigerung bei höheren CO₂-Preisen, sowie bei einer vollständigen Umstellung der Fahrzeugflotte auf Wasserstoff bei einem Preis von 6, - €/kg H₂.

→ **Kompensation der Wirtschaftlichkeitslücke über Erhöhung der Ticketpreise kaum realisierbar.**

Ermittlung CO₂-Fußabdruck „ZPR“-Wasserstoff

CO₂- Fußabdruck „Grauer Wasserstoff“

Grauer Wasserstoff wird über die Dampfreformierung von Erdgas oder der Kohlevergasung erzeugt



konservatives Szenario	CO ₂ -Einsparung [t CO ₂]
Substitution grauer H ₂ aus der Dampfreformierung	11.700
Erdgassubstitution in der Industrie	12.200
H ₂ -Nutzung für H ₂ BZ-Busse	13.800
H ₂ -Nutzung für H ₂ BZ-Triebwagen	19.200
optimistisches Szenario	
Substitution grauer H ₂ aus der Dampfreformierung	21.700
Erdgassubstitution in der Industrie	12.200
H ₂ -Nutzung für H ₂ BZ-Busse	18.400
H ₂ -Nutzung für H ₂ BZ-Triebwagen	33.600

5. Erstellung Modellkonzept

Mercedes Citaro Fuel Cell Hybrid (10 kg H₂/100 km)

2027: Differenz zwischen Dieselparität und Wasserstoffwirtschaftlichkeit: ca. 1,30 €/kg

Ersetzen eines Busses mit 35 l/100 km

Ein Bus emittiert wieviel CO₂ je 100 km:

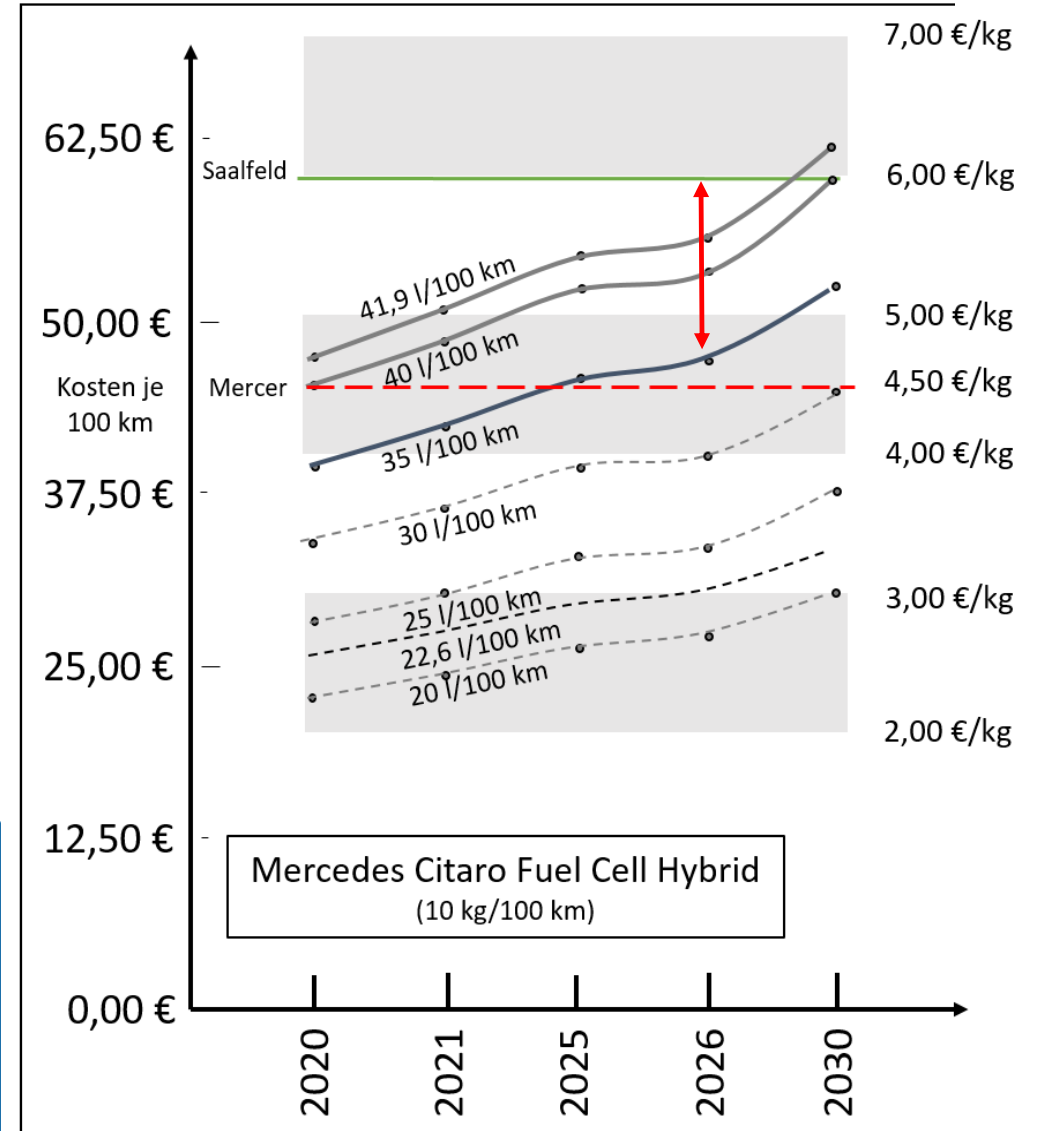
$$35 \text{ l} \cdot 2,6 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{l}} = 91 \text{ kg CO}_2$$

Wie viel H₂ ersetzt eine Tonne CO₂:

$$\frac{1 \text{ t CO}_2}{91 \text{ kg CO}_2} = \frac{x}{10 \text{ kg H}_2}$$

$$\frac{1000 \text{ kg CO}_2 \cdot 10 \text{ kg H}_2}{91 \text{ kg CO}_2} = x = 109,9 \text{ kg H}_2$$

→ 143 €/t CO₂ fehlen für die Dieselparität im Jahr 2026. Durch Zahlung von 143 € je t CO₂ oder 208 € beim CO₂-Emissionshandel könnte die Lücke kompensiert werden und damit Wasserstoffbusse wirtschaftlich betrieben werden.



Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote

- Beschlossen im Deutschen Bundestag am 21.05.2021
- Umsetzung der Renewable Energy Directive (RED II)
 - Anteil alternativer und erneuerbarer Energieträger im Verkehr 14 % in 2030
- Anhebung der THG-Quote auf 25 % in 2030
- Neu: Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen aus Biomasse
 - Damit auch Anwendung für „ZPR H₂“ (vorbehaltlich rechtlicher Überprüfung)
- 2-fach Anrechnung bei grünem Wasserstoff
- Es gibt einen Handel für die Erfüllung der Quotenverpflichtung.
- Aktuelle Quotenpreise: 200 - 400 €/t CO₂
- Das entspricht für grünen Wasserstoff: 5 bis 10 €/kg H₂
- Durchführungsverordnungen noch offen, ebenso wie der Quotenmarkt sich entwickelt.

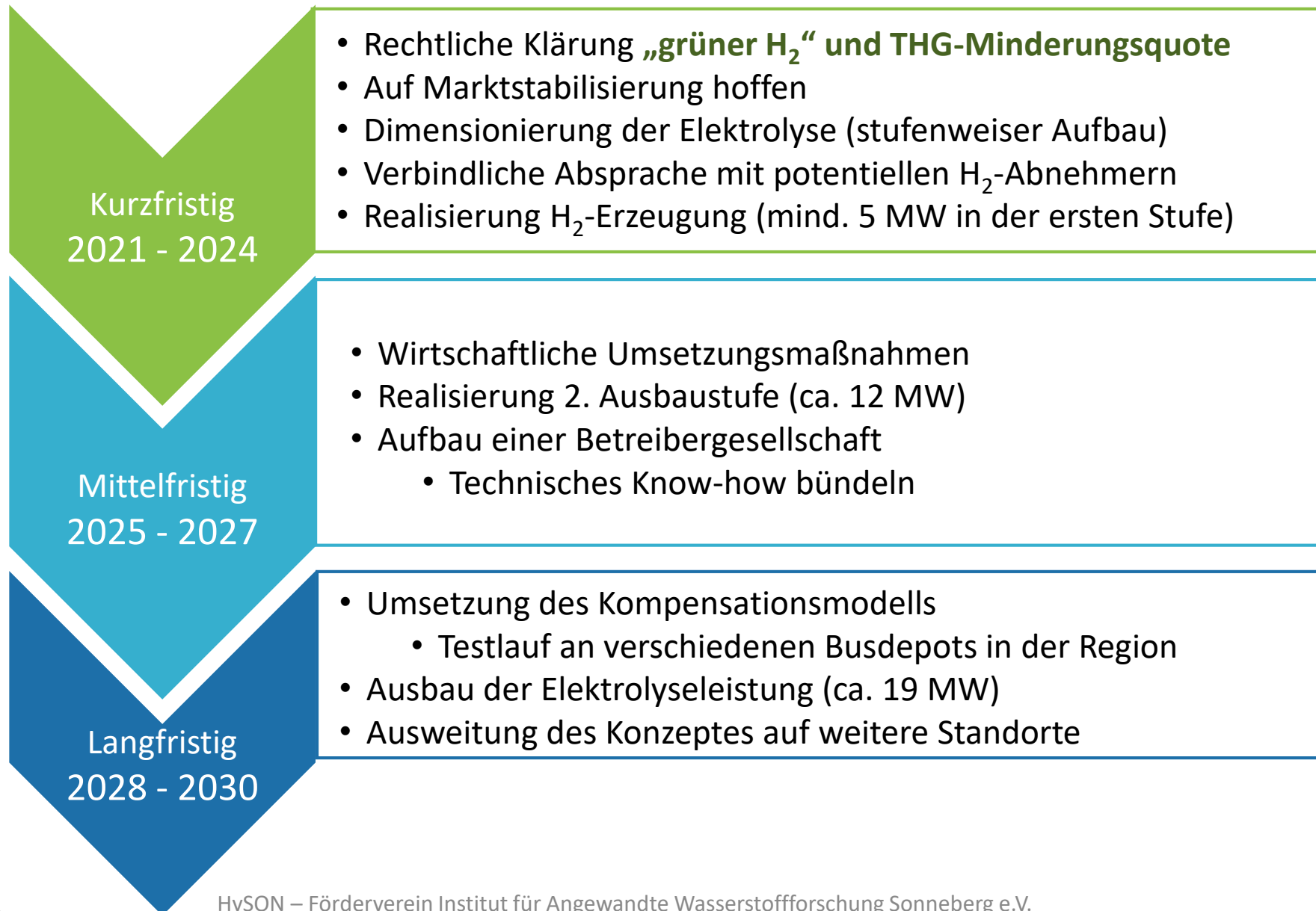
→ **Kompensation der Wirtschaftlichkeitslücke im Verkehr über die THG-Minderungsquote könnte der erfolgversprechendste Ansatz sein.**

→ **Wenn der Quotenmarkt darauf reagiert: Potential als Gamechanger für den ÖPNV**

5. Erstellung Modellkonzept



6. Handlungsempfehlungen



HySON Sonneberg e.V.



Bernd Hubner

Vorstandsvorsitzender HySON e.V.
PIKO- Platz 1, 96515 Sonneberg
Tel: +49 (0) 36 75 / 8900-15
Mail: b.hubner@hyson.de

Dr. Ulrich Palzer

Vorstandsmitglied HySON e.V.
Tel: +49 (0) 3643 8684-0
Mail: u.palzer@iab-weimar.de

Lea Mannsbart

Projektmanagerin HySON e.V.
Tel: +49 (0) 36 75 / 8900-78
Mail: l.mannsbart@hyson.de

Bauhaus-Universität Weimar

Bauhaus-Universität
Weimar

Professor Dr. Mark Jentsch

Professur Energiesysteme
Schwanseestraße 1a, 99423 Weimar
Tel: +49 (0)3643 / 584632
Mail: mark.jentsch@uni-weimar.de

Saskia Wagner

Wissenschaftliche Mitarbeiterin
Tel: +49 (0)3643 / 584628
saskia.wagner@uni-weimar.de