

Klimahafen Gelsenkirchen

Bottom-Up-Studie zur Dekarbonisierung der Prozesswärme

Langfassung, 06.12.2022

Dr.-Ing. Karin Arnold

Dipl.-Ing. Ansgar Taubitz (Wuppertal Institut)

Dr.-Ing. Markus Hadam

Dr.-Ing. Marcus Budt

(Fraunhofer UMSICHT)

gefördert durch



Bottom-Up-Studie zur Dekarbonisierung der Prozesswärme

Projektpartner und assoziierter Partner



Arsol Aromatics GmbH & Co KG
Produktion von Aromaten

assoziierter Partner



ZINQ GmbH & CO KG
Feuerverzinkung



Thyssenkrupp Electrical Steel GmbH
Produktion von Elektroband



TRIMET Aluminium SE
Aluminium-Recycling



Ball Beverage Packaging Gelsenkirchen GmbH
Dosenherstellung



AVANGARD MALZ AG
Mälzerei

Bottom-Up-Studie zur Dekarbonisierung der Prozesswärme

Merkmale und Besonderheiten der Studie

Besonderheiten des Standorts

- Cluster mit KMUs unterschiedlichster Prozesswärme-Anforderungen (100–1.200 °C)
 - Modellregion für Prozesswärmewende
 - Übertragbarkeit auf weitere Standorte
- Teil der Wasserstoffregion Emscher-Lippe
 - Gute H₂-Anbindung (GetH2-Pipeline)
 - Industriestandort mit perspektivisch hoher H₂-Nachfrage
- Bezug von Kokereigas aus Kokereigasleitung (Uniper)
 - Bei entsprechender Umrüstung der Anlagentechnik und Infrastruktur für einzelne Unternehmen gute Übergangslösung zur langfristigen Umstellung auf Wasserstoff

Merkmale der Studie

- Entwicklung von Transformationsfaden zur Dekarbonisierung der Prozesswärmeversorgung
 - Abschätzung von zukünftigen Energieträgerbedarfen
 - Berücksichtigung der Kostenentwicklung und Verfügbarkeit relevanter Energieträger
- Vorgehensweise | Bottom-Up-Studie
 - Ableitung von Transformationspfaden durch technologiefeine Analyse und Feinabstimmung mit teilnehmenden Unternehmen
 - Methodisches Vorgehen nach Vier-Stufen-Modell der klimaneutralen Prozesswärmeversorgung (s. Folie 10)

Bottom-Up-Studie zur Dekarbonisierung der Prozesswärme

Übersicht der geplanten Arbeitspakete

Aufbau der Studie

1

Analyse Ist-Situation Prozesswärme-Erzeugung bei den Unternehmen des Projektkonsortiums

2

Analyse von Transformationspfaden für die Prozesswärme
(unter Einbeziehung von bereits durch die Unternehmen durchgeführten Analysen)

3

Systemische Einordnung der Energiebedarfe vor dem Hintergrund des dynamischen Energiesystems

4

Vergleich der Gesamtszenarien / Schlussfolgerungen

Detailübersicht der durchgeführten Arbeitspakete

Methodisches Vorgehen der Studie

AP 1: IST-Zustandserhebung

Makroanalyse

- Energieträgerbedarfe
- Anschlussleistungen
- Infrastruktur
- Kooperationen

Mikroanalyse

- Prozessanalyse
- relevante Energieströme
- Hauptverbraucher
- Abwärmepotenziale

Anlagentechnik

- Anlagentyp
- Temperaturprofil
- Lastprofil
- Effizienz

AP 2: Analyse von Transformationspfaden

Technologieanalyse

- Benchmark-Analyse
- Power-to-Heat-Technologien
- Wasserstofftechnologien
- CO₂-neutrale Alternativtechniken

Effizienzmaßnahmen

- 1 Geplante Maßnahmen
- 2 Effizientere Wärmeverfahren
- 3 Interne Abwärmenutzung
- 4 Wärmeverbund

Szenarienrechnung

- Aggregierte Datensätze je Szenario
- Max. Wasserstoffnutzung
- Max. Elektrifizierung
- Individueller Transformationspfad

AP 3 & 4: Szenarienerstellung, Gegenüberstellung und Schlussfolgerungen

Analyse von Energieszenarien

- Studienprognosen bis 2050
- Energieträgerpreise
- Verfügbarkeit

Techno-ökonomische Kennzahlen

- Energieträgerbedarf je Szenario
- Anschlussleistung je Szenario
- Betriebskosten je Szenario
- Gegenüberstellung

Schlussfolgerung

- Industrieller Cluster Klimahafen GE
- Einordnung zu akt. Studien
- Handlungsempfehlungen
- Unternehmen
- Infrastruktur (Politik)

AP 1: IST-Zustand Klimahafen GE

Methodisches Vorgehen der IST-Zustandserhebung

AP 1: IST-Zustandserhebung

Makroanalyse

- Energieträgerbedarfe
- Anschlussleistungen
- Infrastruktur
- Kooperationen

Mikroanalyse

- Prozessanalyse
- relevante Energieströme
- Hauptverbraucher
- Abwärmepotenziale

Anlagentechnik

- Anlagentyp
- Temperaturprofil
- Lastprofil
- Effizienz

AP 2: Analyse von Transformationspfaden

Technologieanalyse

- Benchmark-Analyse
- Power-to-Heat-Technologien
- Wasserstofftechnologien
- CO₂-neutrale Alternativtechniken

Effizienzmaßnahmen

- 1 Geplante Maßnahmen
- 2 Effizientere Wärmeverfahren
- 3 Interne Abwärmenutzung
- 4 Wärmeverbund

Szenarienrechnung

- Aggregierte Datensätze je Szenario
- Max. Wasserstoffnutzung
- Max. Elektrifizierung
- Individueller Transformationspfad

AP 3 & 4: Szenarienerstellung, Gegenüberstellung und Schlussfolgerungen

Analyse von Energieszenarien

- Studienprognosen bis 2050
- Energieträgerpreise
- Verfügbarkeit

Techno-ökonomische Kennzahlen

- Energieträgerbedarf je Szenario
- Anschlussleistung je Szenario
- Betriebskosten je Szenario
- Gegenüberstellung

Schlussfolgerung

- Industrieller Cluster Klimahafen GE
- Einordnung zu akt. Studien
- Handlungsempfehlungen
 - Unternehmen
 - Infrastruktur (Politik)

AP 1: IST-Zustand Klimahafen GE

Methodisches Vorgehen und Output der IST-Zustandserhebung

Makro- & Mikroanalyse

- Identifizierung von Energieträgerbedarf und Anschlussleistung je Komponente/Teilsystem
- Berücksichtigung aktueller Kooperationen (Wärmeverbände)
- Analyse relevanter Energieströme und Wärmeverfahren
- Charakterisierung der eingesetzten Wärmeverfahren
 - Prozesstemperatur
 - Art der Wärmebehandlung
 - Art der Brennluftvorwärmung (Brennstoffeffizienz)
 - Abgasparameter

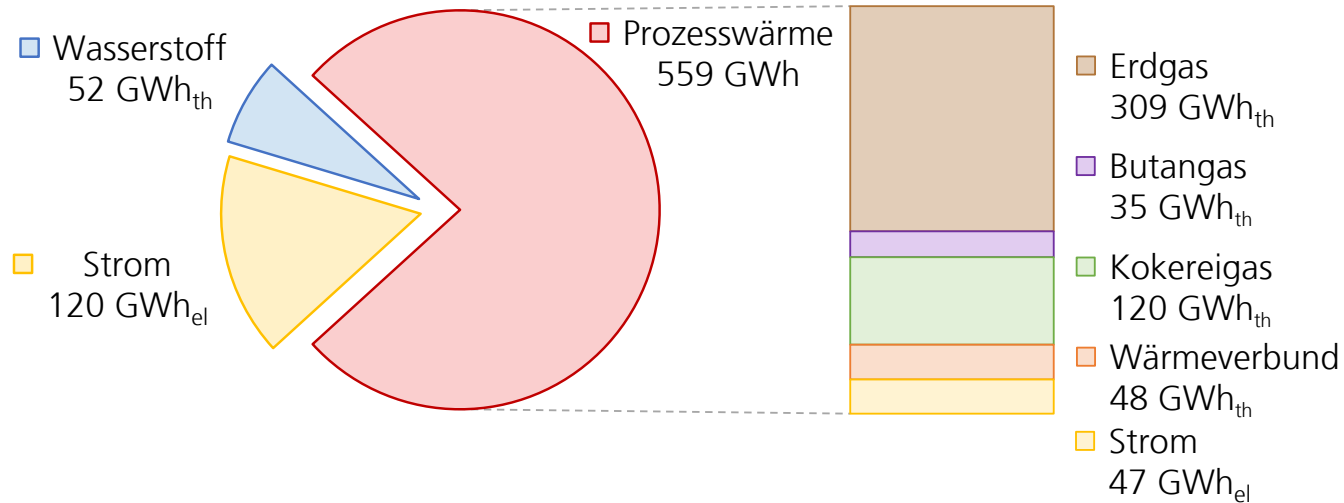
Output

- Aktuelle Energieträgerbedarfe und CO₂-Emissionen je Unternehmen und des gesamten Clusters
- Abschätzung von Abwärmepotenzialen und geeigneten Wärmesenken je Unternehmen sowie von potenziellen Wärmeverbänden
- Klassifizierung (Energiebedarf, Anschlussleistung, Wirkungsgrad und Temperatur) aller im Cluster eingesetzten Wärmeverfahren

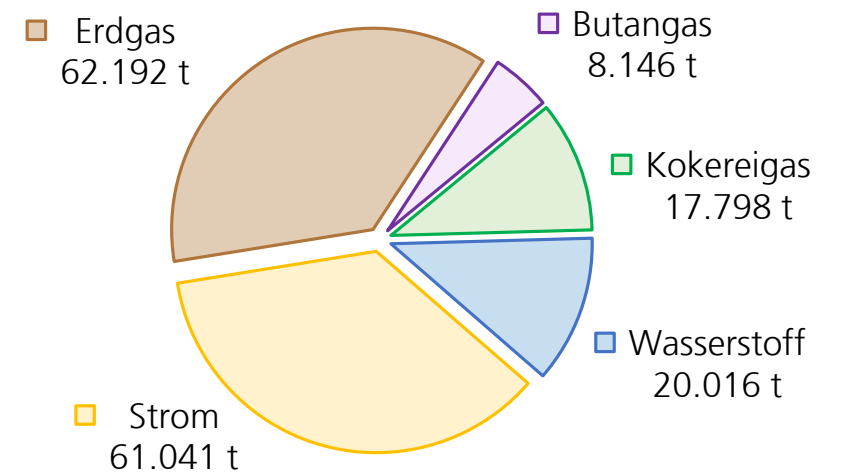
AP 1: IST-Zustand Klimahafen GE

Energieträgerbedarf und CO₂-Emissionen je Betriebsjahr

Endenergiebedarf nach Energieträger [GWh/a]



CO₂-Ausstoß nach Energieträger [t/a] Gesamt = 169.194 tCO₂/a



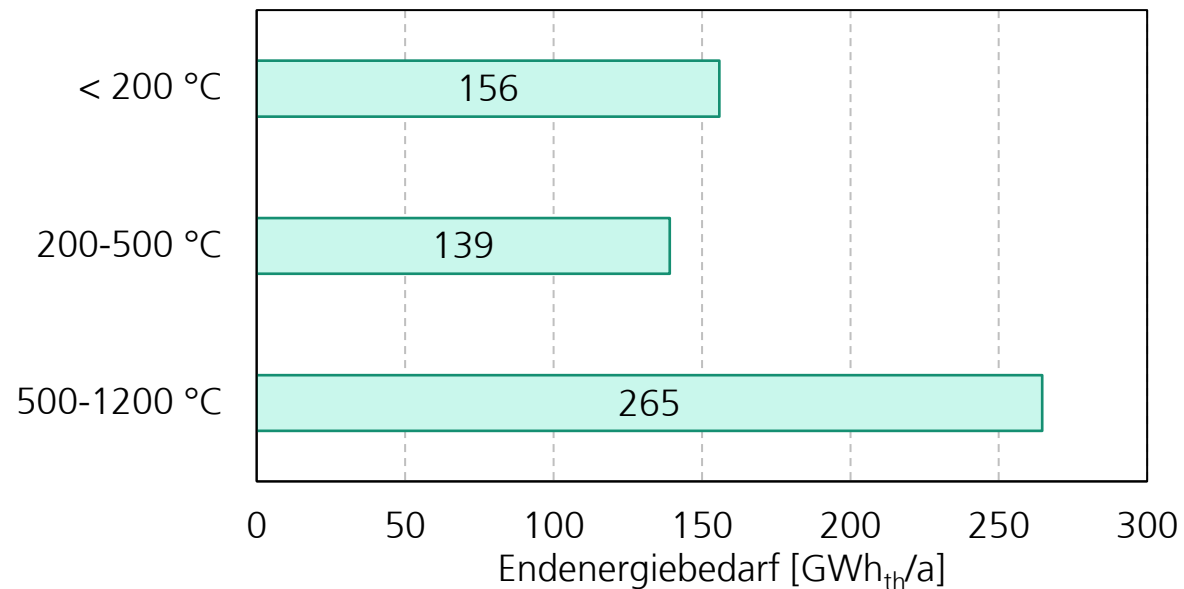
CO₂-Faktoren nach BAFA 2021 – [Informationsblatt CO₂-Faktoren](#)

AP 1: IST-Zustand Klimahafen GE

Endenergiebedarf der Prozesswärmebereitstellung nach Prozesstemperatur

- Anteil des Energiebedarfs für die Bereitstellung von Prozesstemperaturen kleiner und größer 500 °C liegt in etwa gleicher Größenordnung vor

Endenergiebedarf nach Prozesstemperatur [$\text{GWh}_{\text{th}}/\text{a}$]

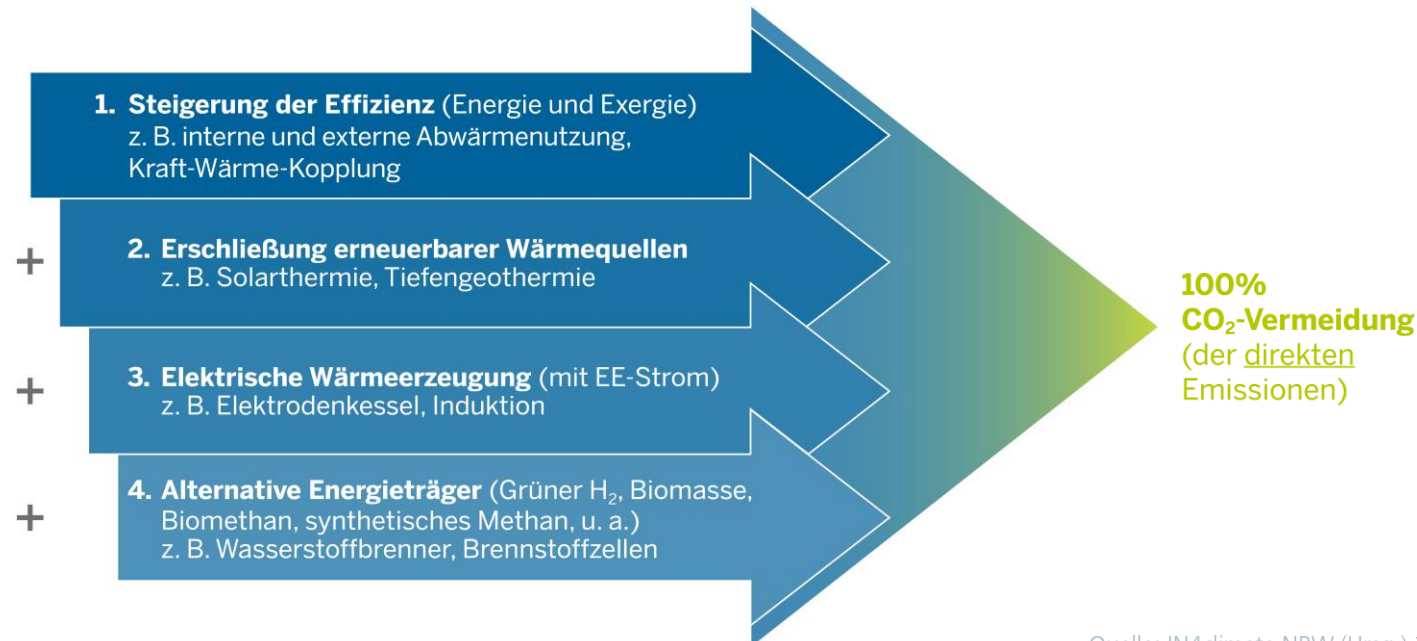


AP 2: Analyse von Transformationspfaden

Methodisches Vorgehen nach Vier-Stufen-Modell der klimaneutralen Prozesswärmeversorgung

2

Analyse von Transformationspfaden für die Prozesswärme
(unter Einbeziehung von bereits durch die Unternehmen durchgeführten Analysen)



Quelle: [IN4climate.NRW \(Hrsg.\) 2021: Industriewärme klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation. Ein Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Wärme, Gelsenkirchen.](#)

Vier-Stufen-Modell der klimaneutralen Prozesswärmeversorgung

Etabliertes Modell zur Dekarbonisierung der Prozesswärme

1. Steigerung der Effizienz

- Priorität für die Wärmetransformation sollte stets die Erhebung von Effizienzpotenzialen haben
 - Effizientere Wärmeverfahren
 - Interne und ggf. externe Abwärmenutzung
 - Max. Absenkung der Endenergieverbrauchs
→ Geringerer Bedarf an erneuerbaren Energien

2. Erschließung erneuerbarer Wärmequellen

- Erschließung lokaler erneuerbarer Wärmequellen wie Solarthermie oder Geothermie
 - In einer Vielzahl von Industriestandorten technisch-wirtschaftlich nicht realisierbar (stark Abhängig von Standort und Temperaturbedarf)

3. Elektrische Wärmeerzeugung (PtH)

- Elektrifizierung der Prozesswärme bspw. über Wärmepumpen, Elektrodenkessel, Induktion
- Sollte nach Ausschöpfung von Stufe 1 und 2 untersucht werden
- Möglichkeit der Elektrifizierung von Prozesswärme sollte i. d. R. aufgrund der höheren Wirkungsgradkette vor Nutzung alternativer Brennstoffe ausgeschöpft werden

4. Alternative Energieträger

- Substitution konventioneller Brennstoffe mittels grünen Wasserstoff und synthetischen Energieträgern
 - Gilt aufgrund der geringeren Wirkungsgradkette i. d. R. als letzte Option für die Prozesswärmebereitstellung
 - Je nach Standort (H₂-Anbindung) und eingesetzte Wärmeverfahren (hohe Temperaturen) dennoch eine Option

Quelle: [IN4climate.NRW \(Hrsg.\) 2021: Industriewärme klimaneutral](#)

AP 2: Analyse von Transformationspfaden

Methodisches Vorgehen zur Entwicklung von Transformationspfaden

AP 1: IST-Zustandserhebung

Makroanalyse

- Energieträgerbedarfe
- Anschlussleistungen
- Infrastruktur
- Kooperationen

Mikroanalyse

- Prozessanalyse
- relevante Energieströme
- Hauptverbraucher
- Abwärmepotenziale

Anlagentechnik

- Anlagentyp
- Temperaturprofil
- Lastprofil
- Effizienz

AP 2: Analyse von Transformationspfaden

Technologieanalyse

- Benchmark-Analyse (state of the art)
- Power-to-Heat-Technologien
- Wasserstofftechnologien
- CO₂-neutrale Alternativtechniken

Effizienzmaßnahmen

- 1 Geplante Maßnahmen
- 2 Effizientere Wärmeverfahren
- 3 Interne Abwärmenutzung
- 4 Wärmeverbund

Szenarienrechnung

- Aggregierte Datensätze je Szenario
- Max. Wasserstoffnutzung
- Max. Elektrifizierung
- Individueller Transformationspfad

AP 3 & 4: Szenarienerstellung, Gegenüberstellung und Schlussfolgerungen

Analyse von Energieszenarien

- Studienprognosen bis 2050
- Energieträgerpreise
- Verfügbarkeit

Techno-ökonomische Kennzahlen

- Energieträgerbedarf je Szenario
- Anschlussleistung je Szenario
- Betriebskosten je Szenario
- Gegenüberstellung

Schlussfolgerung

- Industrieller Cluster Klimahafen GE
- Einordnung zu akt. Studien
- Handlungsempfehlungen
 - Unternehmen
 - Infrastruktur (Politik)

AP 2: Analyse von Transformationspfaden

Methodisches Vorgehen und Output der Analyse von Technologien und Effizienzmaßnahmen

Technologieanalyse

- Benchmark-Analyse der im Cluster eingesetzten Wärmeverfahren
- Analyse klimaneutraler Alternativtechnologien
 - Strom- und Wasserstoffbasierte Wärmeverfahren
 - Austausch mit Fachpersonal der jeweiligen Unternehmen sowie aus dem Bereich Industrieofenbau bezüglich technischer Umrüstbarkeit

Effizienzmaßnahmen

- Untersuchung theoretischer Energieeffizienzpotenziale
 - Von Unternehmen kurzfristig geplante Maßnahmen
 - Brennstoffeinsparpotenzial durch effizientere Ofensysteme
 - Brennstoffeinsparpotenzial durch interne und externe Abwärmeintegrationen

Output

- Technische Grenzen bezüglich der Umrüstbarkeit aktuell eingesetzter gasbefuerter Wärmeverfahren auf strom- oder wasserstoffbasierte Technologien
- Wirkungsgradbereiche klimaneutraler Alternativtechnologien
- Abschätzung des zukünftigen Endenergiebedarfs des Clusters
 - IST-Zustand = max. Endenergieverbrauch
 - Effizienzmaßnahmen/Ideal = min. Endenergieverbrauch
 - Tatsächlicher Endenergiebedarf liegt voraussichtlich innerhalb dieses Bereichs

Anmerkung

- Es handelt es sich um rein theoretisch/technisch berechnete Effizienzpotenziale, Wirtschaftlichkeit muss geprüft werden

AP 2: Effizienzmaßnahmen | Geplante Maßnahmen der Unternehmen

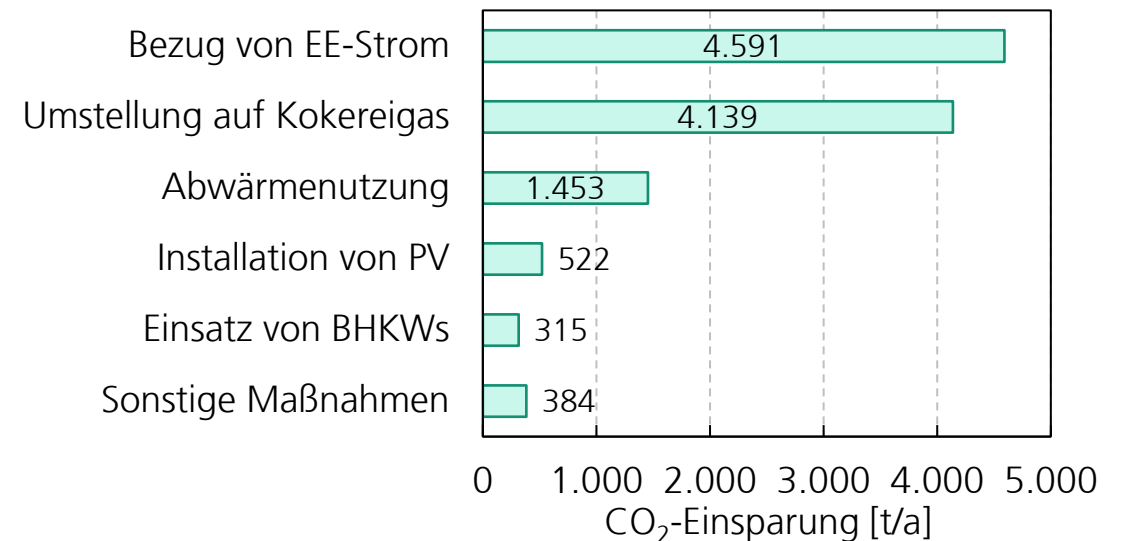
Berücksichtigung der in den Unternehmen konkret geplanten Maßnahmen

Berücksichtigte Maßnahmen

- Bezug von EE-Strom
- (Teil-)Umstellung von Erdgas auf Kokereigas
- Abwärmenutzung
- Installation von PV-Anlagen
- Einsatz von BHKWs
- Effizientere Kompressoren/Gebälse
- Effizienzmaßnahmen Ofensysteme

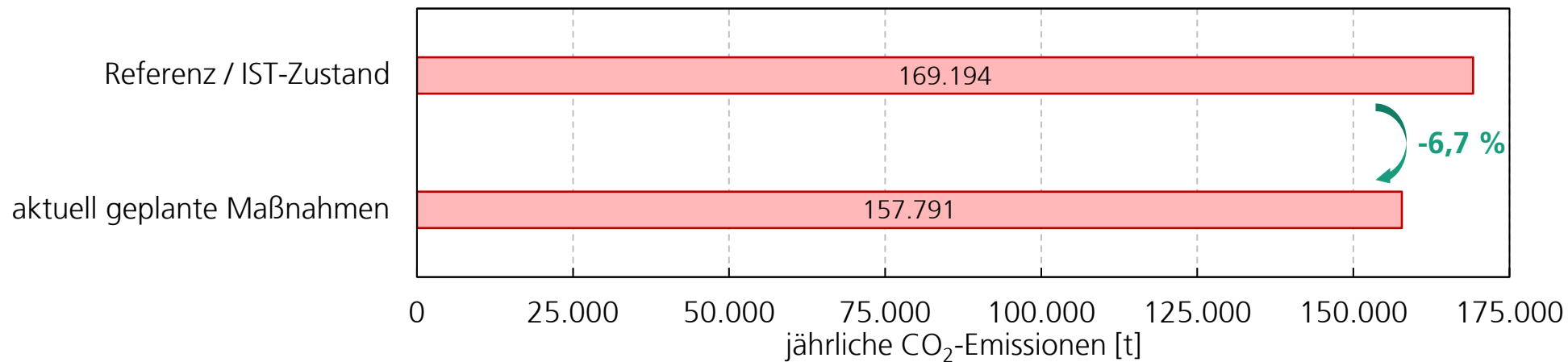
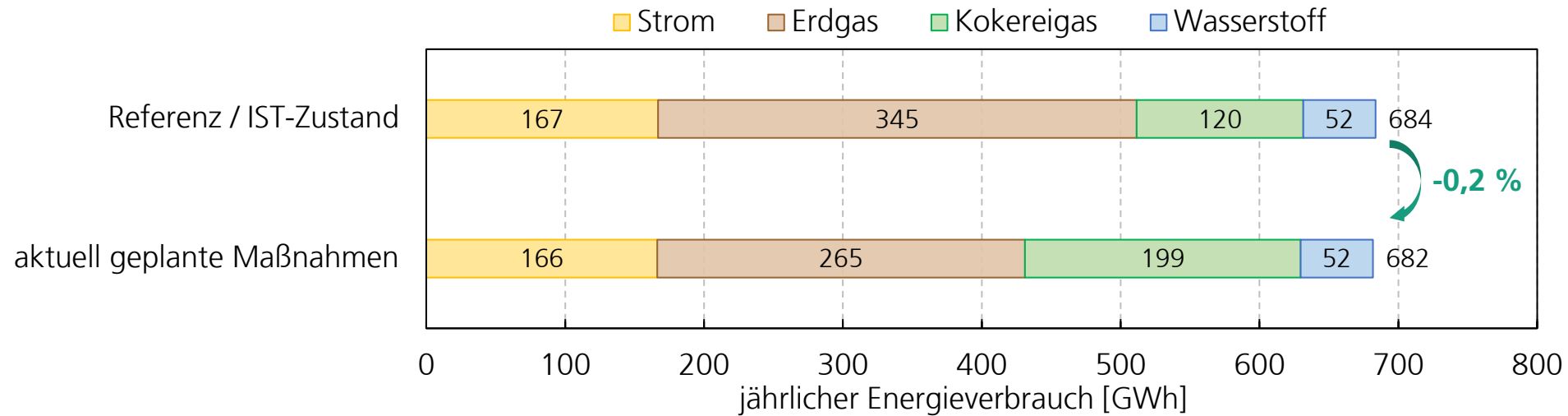
Auswirkungen auf Energiebedarf und CO₂-Ausstoß

- Geringer Einfluss auf Endenergiebedarf (jedoch auf Eigenerzeugung)
- CO₂-Einsparung von ca. 11.403 t/a



AP 2: Effizienzmaßnahmen | Geplante Maßnahmen der Unternehmen

Auswirkungen der Effizienzmaßnahmen auf Energieträgerbedarf und CO₂-Emissionen



AP 2: Effizienzmaßnahmen | Effizientere Wärmeverfahren

Methodisches Vorgehen und Output der Analyse effizienterer Wärmeverfahren

Klassifizierung eingesetzter Wärmeverfahren

- Prozess- und Abgastemperatur
- Aktuell eingesetzte Brennluftvorwärmungstechnologie
- Beheizungsart (offene Flamme / indirekt bzw. Strahlrohr)
- Benchmark-Analyse und Befragung von Fachpersonal zu den aktuell eingesetzten Wärmeverfahren

Output

- Abschätzung aktueller feuerungstechnischer Wirkungsgrade je Wärmeverfahren
- Abschätzung von Effizienzpotenzialen über in der Literatur angegebene technologiespezifische Maximalwirkungsgrade
- Ermittlung von Brennstoffeinsparpotenzialen über entsprechende Wirkungsgradverhältnisse (IST-Zustand vs. state-of-the-art)

Anmerkung

- Das Einsparpotenzial ist stark von der Prozess- und Abgastemperatur abhängig und wurde ebenso berücksichtigt
- Alle Annahmen wurden im Rahmen bilateraler Termine mit den einzelnen Unternehmen abgestimmt

AP 2: Effizienzmaßnahmen | Effizientere Wärmeverfahren

Übersicht zu in der Fachliteratur angegebene Wirkungsgradbereiche je Luftvorwärmungstechnologie

- Ermittlung des Einsparpotenzials durch den jeweiligen Technologiesprung (Umrüstung der aktuell eingesetzten Brennluftvorwärmungstechnologie auf Regeneratorbrenner) bezogen auf den mittleren Wirkungsgrad

Brennluftvorwärmung	Wirkungsgrad	Brennstoffeinsparung bezogen auf Kaltluft	Brennstoffeinsparung je Technologiesprung ¹	Quelle
Kaltluftbrenner	40 %	-	-	2,8,13
Zentralrekuperator	59–68 %	32–41 %	37 %	2, 8, 10
Rekuperatorbrenner	68–80 %	41–50 %	14 %	2,7–10,13
Regeneratorbrenner	70–90 %	49–56 %	7 %	2, 10, 12,13
Oxyfuel				
Weitere Maßnahmen ²	Brennstoffeinsparung			
Opt. Prozesssteuerung (Luftzahl)	-		5–10 %	2, 7, 10
Absenkung der Ziehtemperatur	-		4–10 %	2, 7, 10
Bessere Wärmedämmung	-		1–4 %	2, 7, 10

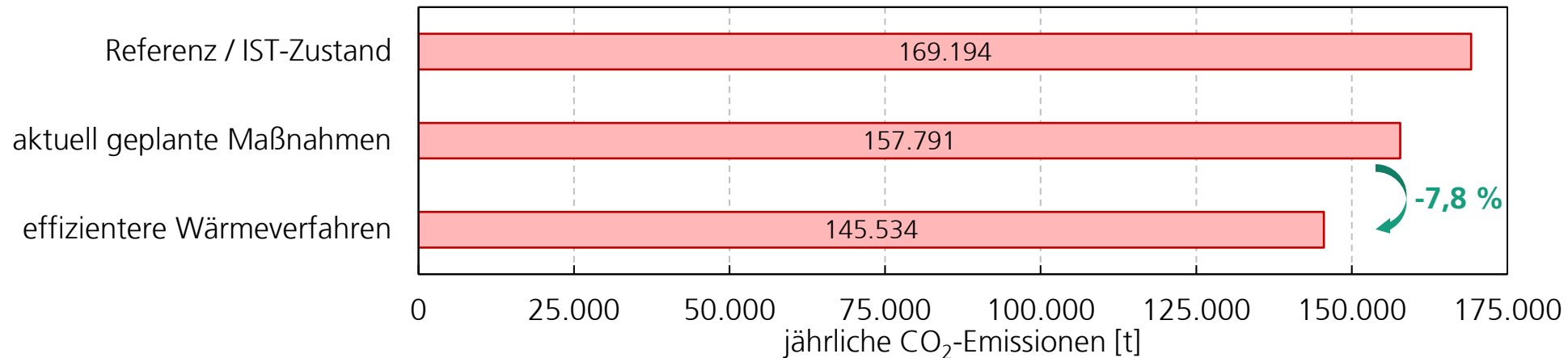
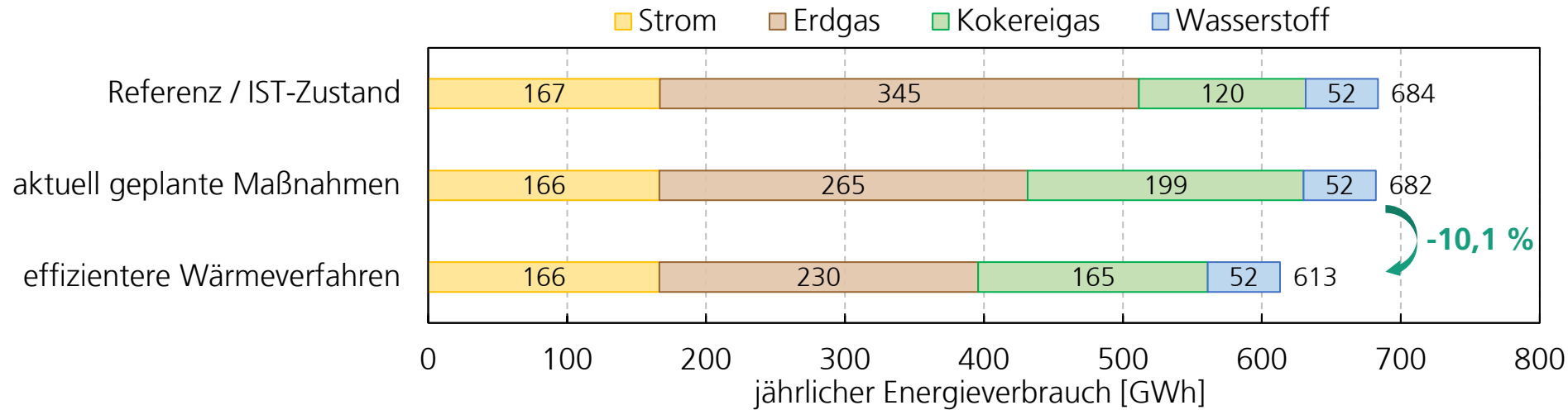
Anmerkung: Wirkungsgrade und Einsparpotenzial sind stark von der Prozesstemperatur abhängig. Für geringere Prozesstemperaturen wurden die Einsparpotenziale entsprechend reduziert.

¹ Bezogen auf den jeweiligen Effizienzmittelwert

² Einsparungspotenziale durch weitere Maßnahmen wurden in der Studie nicht berücksichtigt

AP 2: Effizienzmaßnahmen | Effizientere Wärmeverfahren

Auswirkungen der Effizienzmaßnahmen auf Energieträgerbedarf und CO₂-Emissionen



Anmerkung: Effizienzpotenziale theoretisch/technisch und ohne Betrachtung der Wirtschaftlichkeit berechnet

AP 2: Effizienzmaßnahmen | Abwärmenutzung (intern/Verbund)

Abschätzung von internen und externen Abwärmepotenzialen

Methodisches Vorgehen

- Identifizierung unvermeidbarer Abwärmequellen
 - Reduktion des Abwärmepotenzials durch vorangegangene Effizienzmaßnahmen wurde berücksichtigt
- Identifizierung geeigneter Wärmesenken/-verbünde
- Abschätzung der potenziellen Brennstoffeinsparung mittels
 - interner Abwärmenutzung (ggf. mit Aufwertung von Abwärmequellen durch Wärmepumpen)
 - externer Wärmeauskopplung von nicht intern nutzbarer Abwärme in Standorten mit niedrigem Prozesstemperaturbedarf

Auswirkungen auf Energiebedarf und CO₂-Ausstoß

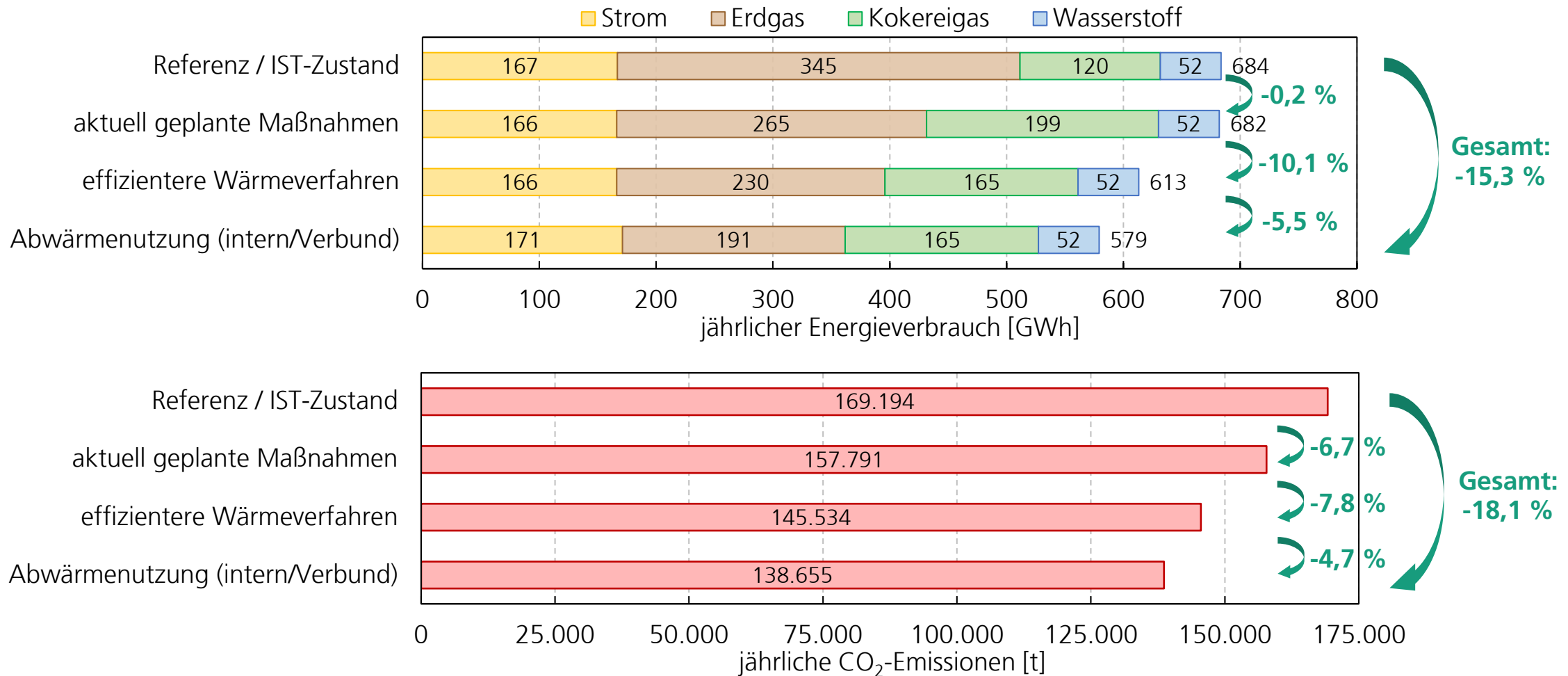
- Strombedarf steigt um ca. 5 GWh_{el}/a (Betrieb von Wärmepumpen)
- Brennstoffeinsparung von ca. 34 GWh_{th}/a
- CO₂-Einsparung von ca. 6.879 t/a
- Techno-ökonomische Detailbetrachtung erforderlich

Neues Energieeffizienzgesetz [16]

- Unternehmen, die mehr als 10 GWh Energie pro Jahr verbrauchen, müssen Energiemanagementsysteme einführen und wirtschaftliche Energieeffizienzmaßnahmen umsetzen (Voraussichtlich ab 2024)
- Verpflichtung zur Vermeidung oder Verwendung von Abwärme

AP 2: Effizienzmaßnahmen | Abwärmenutzung (intern/Verbund)

Einfluss der Effizienzmaßnahmen auf Energieträgerbedarf und CO₂-Emissionen



Anmerkung: Effizienzpotenziale theoretisch/technisch und ohne Betrachtung der Wirtschaftlichkeit berechnet

AP 2: Effizienzmaßnahmen | Zusammenfassung und Empfehlungen

Effizienzmaßnahmen als erste Stufe der Entwicklung von Transformationspfaden

Zusammenfassung

- Nennenswerte Energieeffizienzpotenziale identifiziert
 - Über energetische Bilanzierungen ermittelt
 - Techno-ökonomische Detailbetrachtung zur Bewertung der Umsetzbarkeit erforderlich

Bedeutung für die vorliegende Studie

- Zukünftige Energieträgerbedarfe bei Umstellung auf strom-/wasserstoffbasierte Wärmeverfahren werden mit der Bandbreite vom idealen Fall (Ausnutzung von Effizienzpotenzialen) bis zum pessimistischen Fall (IST-Zustand bzw. max. Endenergiebedarf) berechnet
- Der tatsächliche Energieträgerbedarf wird erwartungsgemäß innerhalb dieses Bereichs liegen

Empfehlungen

- Energieeffizienzpotenziale sollten im Detail untersucht und (wenn wirtschaftlich) weitestgehend ausgeschöpft werden
- Pinch-Analyse je Standort zur Identifizierung optimaler Verschaltungen von Warmeströmen und max. Ausschöpfung von Abwärmepotenzialen
- Speziell das Thema Wärmeverbund (untereinander und/oder mit FW-Netz) sollte im Detail betrachtet & bewertet werden

AP 2: Analyse von Transformationspfaden

Entwicklung von drei Szenarien bzw. Wärmetransformationspfaden

AP 1: IST-Zustandserhebung

Makroanalyse

- Energieträgerbedarfe
- Anschlussleistungen
- Infrastruktur
- Kooperationen

Mikroanalyse

- Prozessanalyse
- relevante Energieströme
- Hauptverbraucher
- Abwärmepotenziale

Anlagentechnik

- Anlagentyp
- Temperaturprofil
- Lastprofil
- Effizienz

AP 2: Analyse von Transformationspfaden

Technologieanalyse

- Benchmark-Analyse
- Power-to-Heat-Technologien
- Wasserstofftechnologien
- CO₂-neutrale Alternativtechniken

Effizienzmaßnahmen

- 1 Geplante Maßnahmen
- 2 Effizientere Wärmeverfahren
- 3 Interne Abwärmenutzung
- 4 Wärmeverbund

Szenarienrechnung

- Aggregierte Datensätze je Szenario
- Max. Wasserstoffnutzung
- Max. Elektrifizierung
- Individueller Transformationspfad

AP 3 & 4: Szenarienerstellung, Gegenüberstellung und Schlussfolgerungen

Analyse von Energieszenarien

- Studienprognosen bis 2050
- Energieträgerpreise
- Verfügbarkeit

Techno-ökonomische Kennzahlen

- Energieträgerbedarf je Szenario
- Anschlussleistung je Szenario
- Betriebskosten je Szenario
- Gegenüberstellung

Schlussfolgerung

- Industrieller Cluster Klimahafen GE
- Einordnung zu akt. Studien
- Handlungsempfehlungen
- Unternehmen
- Infrastruktur (Politik)

AP 2: Szenarien | Extremszenario max. Wasserstoffnutzung

Maximal technisch mögliche Umstellung von gasbasierten auf wasserstoffbasierte Wärmetechnologien

Methodik

- Technologierecherche der im Einsatz befindlichen gasbasierten Wärmeverfahren und Rücksprache mit Fachpersonal der einzelnen Unternehmen bezüglich der technischen Umrüstbarkeit auf Wasserstoff
- Berechnung der jeweiligen Energieträgerbedarfe bei Transformation auf wasserstoffbasierte Technologien unter Berücksichtigung der definierten Endenergie-Bandbreite (s. Folie 21)
- Erforderliche H₂-Anschlussleistung über aktuell installierte Feuerungsleistung abgeschätzt
- Berechnung der strom- und wasserstoffgebundenen CO₂-Emissionen über prognostizierte CO₂-Faktoren für 2050 (s. Folie 61)

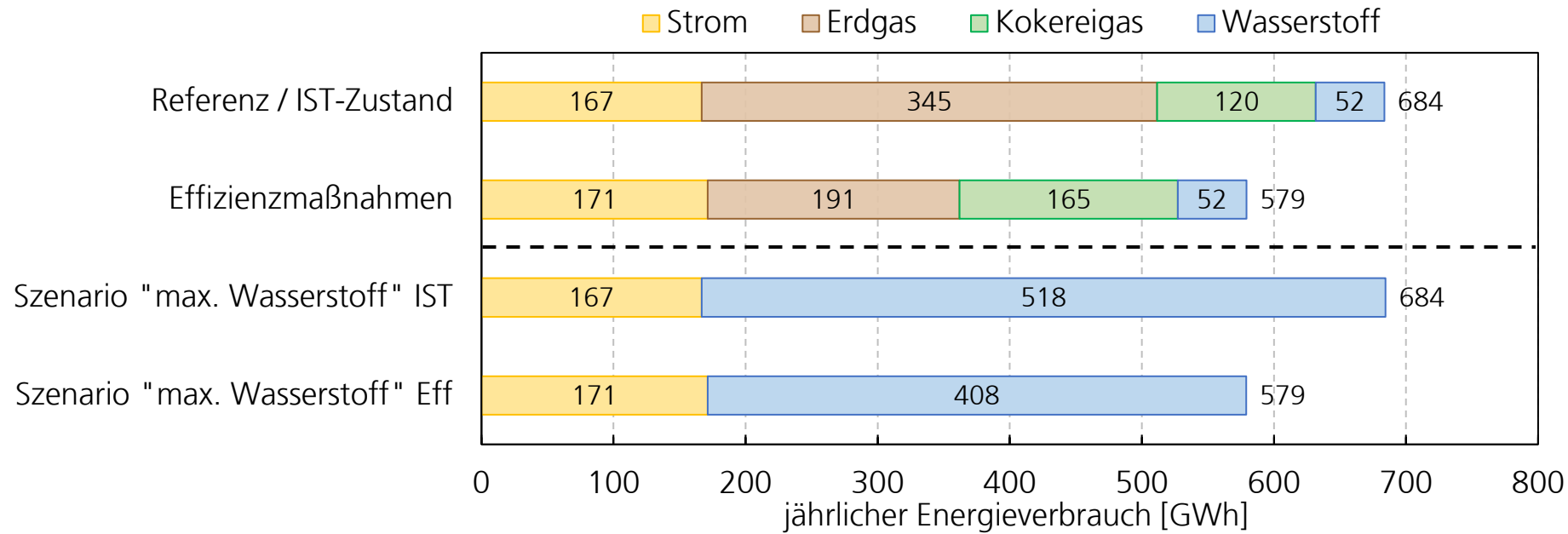
Erkenntnisse der Technologieanalyse

- Grundlegend lassen sich alle aktuell eingesetzten gasbasierten Wärmeverfahren technisch auf Wasserstoff umstellen
- Brennerumrüstung von Erdgas- auf Wasserstofffeuerung bereits erprobt (Vielzahl experimenteller Untersuchungen)
- Weitere Forschung zu wasserstoffbefeuelten Ofensystemen insbesondere aufgrund der veränderten Ofenatmosphären und deren Einfluss auf die Produktqualität erforderlich (TRL 2–4)

[Quelle: BMWK – Langfrist Szenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland](#)

AP 2: Szenarien | Extremszenario max. Wasserstoffnutzung

Aggregierte Datensätze technischer Kennzahlen



Kennzahlen	Energiebedarf [GWh]	Anschlussleistung [MW]	H ₂ -Volumenstrom [Nm ³ /h]	CO ₂ -Emissionen [t]
Strom	167–171	30–31	-	2.934–3.030
Wasserstoff	408–518	81–100	27.111–33.363	14.093–17.892
Summe	579–684	-	-	17.027–20.922

Anmerkung: Effizienzpotenziale theoretisch/technisch und ohne Betrachtung der Wirtschaftlichkeit berechnet

AP 2: Szenarien | Extremszenario max. Elektrifizierung

Maximal technisch mögliche Umstellung von gasbasierten auf strombasierte Wärmetechnologien

Methodik

- Technologierecherche der im Einsatz befindlichen gasbasierten Wärmeverfahren und Rücksprache mit Fachpersonal der Unternehmen bezüglich der technischen Umrüstbarkeit auf elektrische Beheizung
- Berechnung der jeweiligen Energieträgerbedarfe bei Transformation auf strombasierte Technologien unter Berücksichtigung der definierten Endenergie-Bandbreite (s. Folie 21) sowie Wirkungsgradbereiche geeigneter Alternativtechnologien (s. Folie 26)
- Berechnung der strom- und wasserstoffgebundenen CO₂-Emissionen über prognostizierte CO₂-Faktoren für 2050 (s. Folie 61)

Erkenntnisse der Technologieanalyse

- Grundlegend lässt sich ein Großteil der aktuell eingesetzten Wärmeverfahren technisch elektrifizieren (ca. 90 % des Prozesswärmebedarfs)
 - Einschätzung muss jedoch im Detail individuell geprüft werden
 - Bei hohen Temperaturen und Produktionskapazitäten ist ggfs. nur eine Teilelektrifizierung möglich (begrenzte spez. Flächenleistung) [Schwotzer 2021]
- Die Abschätzung des Investitionsaufwands (Umrüstung oder Neuanschaffung) erfordert eine individuelle Detailbetrachtung je eingesetzter Wärmetechnologie
- Flexibilisierung durch hybride Beheizungskonzepte möglich (Umschaltung zwischen strom- und brennstoffbasierte Prozesswärmeerzeugung)

AP 2: Szenarien | Extremszenario max. Elektrifizierung

Übersicht zu strombasierten Wärmetechnologien zur Prozesswärmebereitstellung

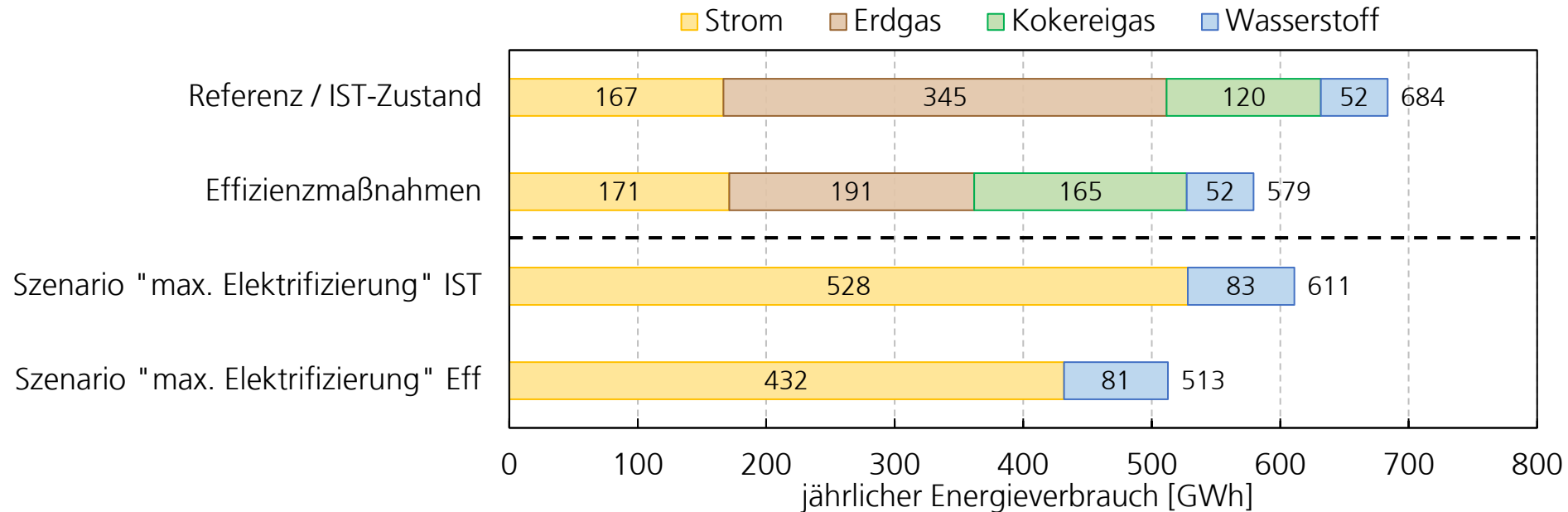
- Strombasierte Wärmetechnologien werden bereits in einer Vielzahl von Industrieanwendungen eingesetzt (i. d. R. TRL 7–9)
- Energieverbrauch je strombasierten Wärmeverfahren über aktuellen Energieverbrauch und Wirkungsgradverhältnis (aktueller feuerungstechnischer Wirkungsgrad und Wirkungsgrad der elektrischen Alternativtechnologie) abgeschätzt

< 100 °C	100–400 °C	400–1.000 °C	> 1.000 °C	Anwendung	Wirkungsgrad	Quelle
Kompressionswärmepumpen				Heißwasser, ND-Dampf, Trocknung Raumheizung, Kühlung	COP 2–5	1,11
Brüdenverdichtung				Wärmerückgewinnung, Dampfaufwertung	COP 3–10	1
Elektrodenkessel				Heißwasser, Dampf, Thermoöl	0,95–0,99	1–4, 11
Infrarotstrahler				Trocknung, Kunststoffbehandlung Lebensmittelverarbeitung	0,7–0,9	3
Induktionsöfen				Schmelzen, Glühen, Schweißen von Metallen	0,7–0,9	1–3
Widerstandsofen				Metall- und Glasschmelzen Brennen von Keramik	0,7–0,95	1–3,5,6
Elektro Hybridstrahlrohr				Hybride Alternative zu Strahlrohr	In Entwicklung	1,17

In Anlehnung an Madeddu (2020) - The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply

AP 2: Szenarien | Extremszenario max. Elektrifizierung

Aggregierte Datensätze technischer Kennzahlen



Kennzahlen	Energiebedarf [GWh]	Anschlussleistung [MW]	H ₂ -Volumenstrom [Nm ³ /h]	CO ₂ -Emissionen [t]
Strom	432–528	84–104	-	7.615–9.316
Wasserstoff	81–83	17	5.676	2.799-2.866
Summe	513–611	-	-	10.414–12.181

Anmerkung: Effizienzpotenziale theoretisch/technisch und ohne Betrachtung der Wirtschaftlichkeit berechnet

AP 2: Szenarien | Szenario individueller Transformationspfad

Auf den Klimahafen zugeschnittener Transformationspfad

Methodik

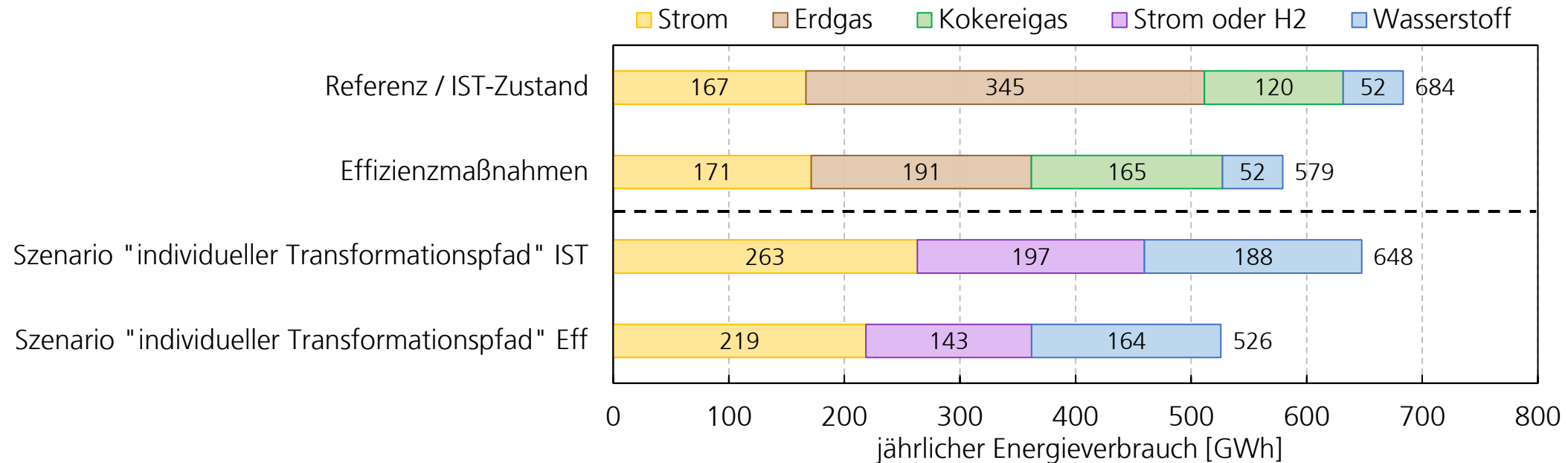
- Berücksichtigung bereits festgelegter unternehmerischer Strategien sowie technischer Einschränkungen für die Transformation der Prozesswärmeversorgung
- Technologische Empfehlung zur Elektrifizierung von Niedertemperaturanwendungen
- Berechnung der jeweiligen Energieträgerbedarfe unter Berücksichtigung der definierten Endenergie-Bandbreite (Folie 21)
- Berechnung der strom- und wasserstoffgebundenen CO₂-Emissionen über prognostizierte CO₂-Faktoren für 2050 (s. Folie 61)

Erkenntnisse

- Es ergeben sich drei Transformationsbereiche:
 1. Umstellung auf Wasserstoff mit hoher Wahrscheinlichkeit
 2. Elektrifizierung mit hoher Wahrscheinlichkeit
 3. Individuelle Abwägung zwischen Wasserstoff und Elektrifizierung erforderlich
- Es ergibt sich in etwa eine Drittelung des zukünftigen Energieträgerbedarfs in Strom, Wasserstoff und Übergangsbereich

AP 2: Szenarien | Szenario individueller Transformationspfad

Aggregierte Datensätze technischer Kennzahlen



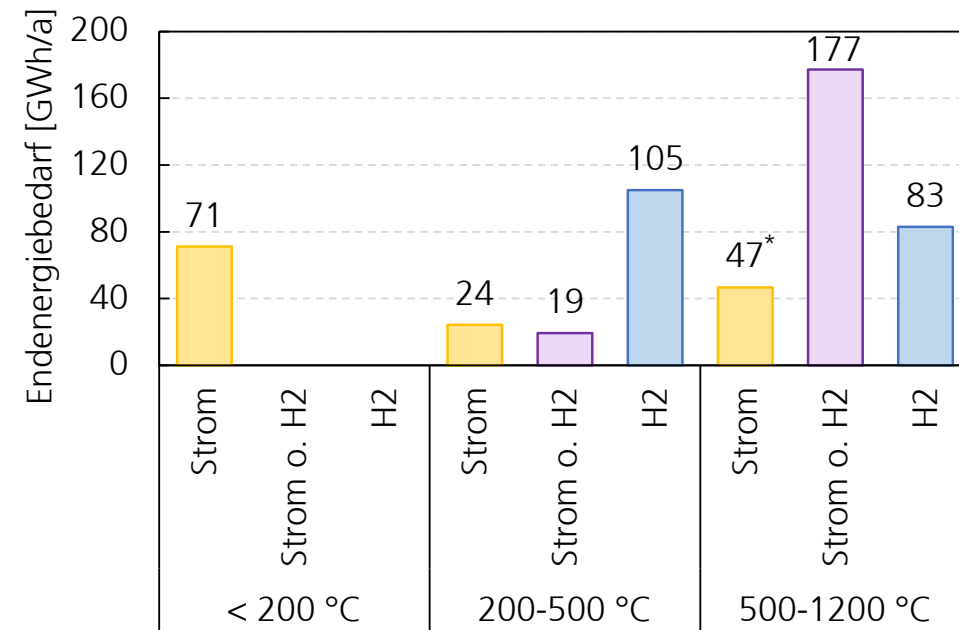
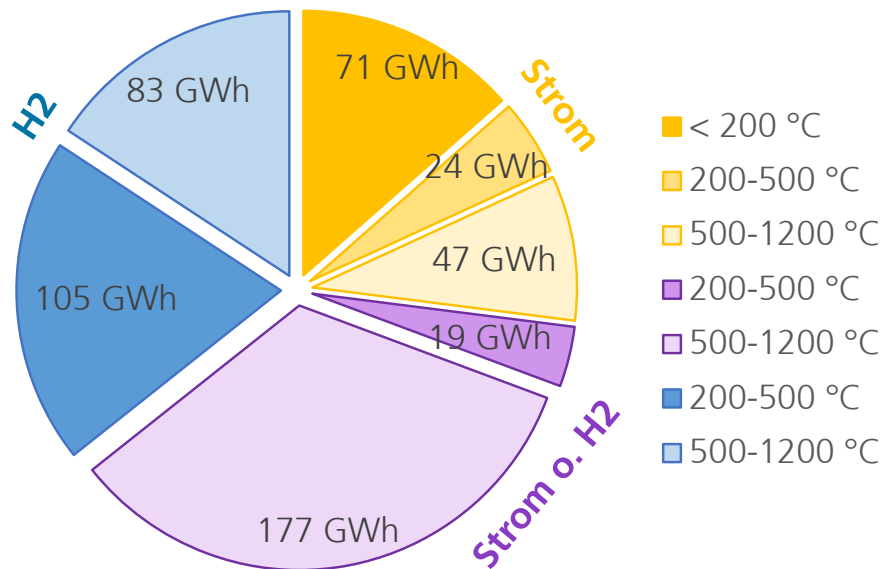
Kennzahlen	Energiebedarf [GWh]	Anschlussleistung [MW]	H ₂ -Volumenstrom [Nm ³ /h]	CO ₂ -Emissionen [t]
Strom	219–263	43–48	-	3.859–4.640
Wasserstoff	164–188	30–34	10.852–12.455	5.657–6.495
Strom oder Wasserstoff	143–197	31–43	0–14.358	2.528–6.795
Summe	526–648	-	-	12.044–17.929

Anmerkung: Effizienzpotenziale theoretisch/technisch und ohne Betrachtung der Wirtschaftlichkeit berechnet

AP 2: Szenarien | Szenario individueller Transformationspfad

Wahrscheinliche Transformationspfade der Prozesswärme je Temperaturniveau

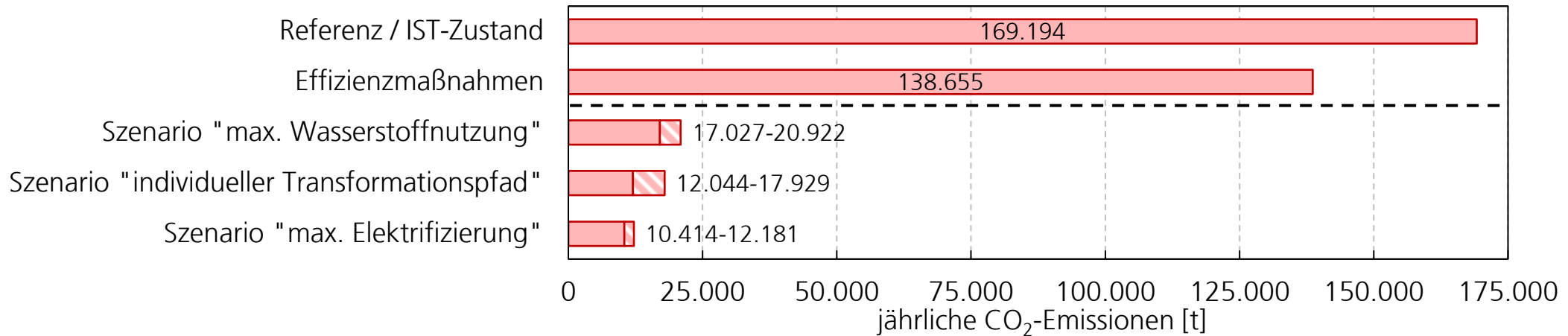
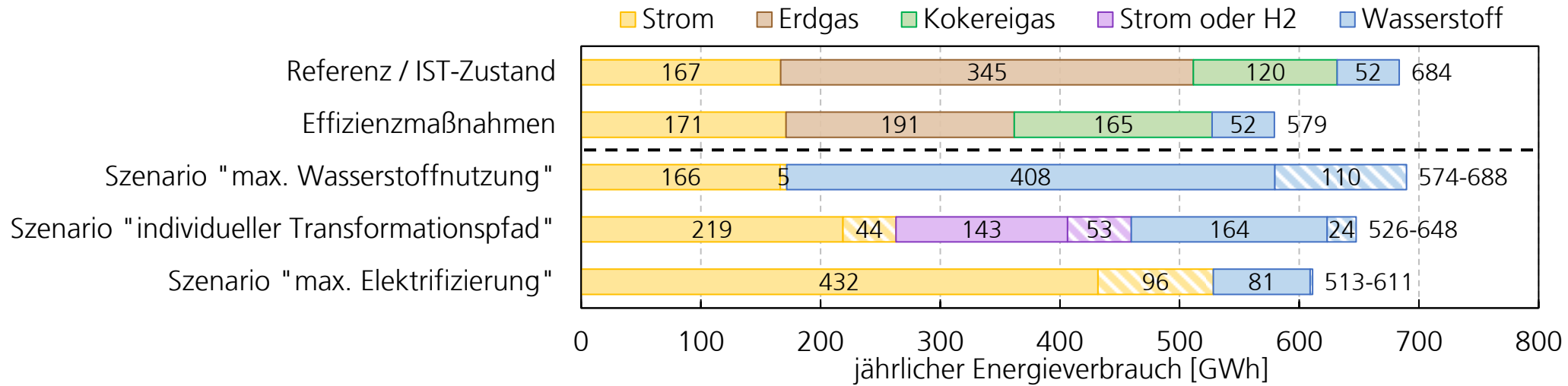
- Vollständige Elektrifizierung der Prozesswärmeversorgung im Bereich Niedertemperaturanwendungen (< 200 °C)
- Wasserstoffnutzung mit etwa gleichem Anteil im Temperaturbereich 200–500 °C und 500–1200 °C vertreten
- Größte Unsicherheit der Wärmetransformation im Temperaturbereich 500–1200 °C



* Entspricht IST-Zustand → Im Temperaturbereich 500–1200 °C werden bereits 47 GWh der Prozesswärme mittels strombasierter Wärmeverfahren bereitgestellt

AP 2: Szenarien | Gegenüberstellung der Szenarien

Aggregierte Datensätze von Energieträgerbedarf und CO₂-Emissionen



Anmerkung: Effizienzpotenziale theoretisch/technisch und ohne Betrachtung der Wirtschaftlichkeit berechnet

AP 2: Szenarien | Gegenüberstellung der Szenarien

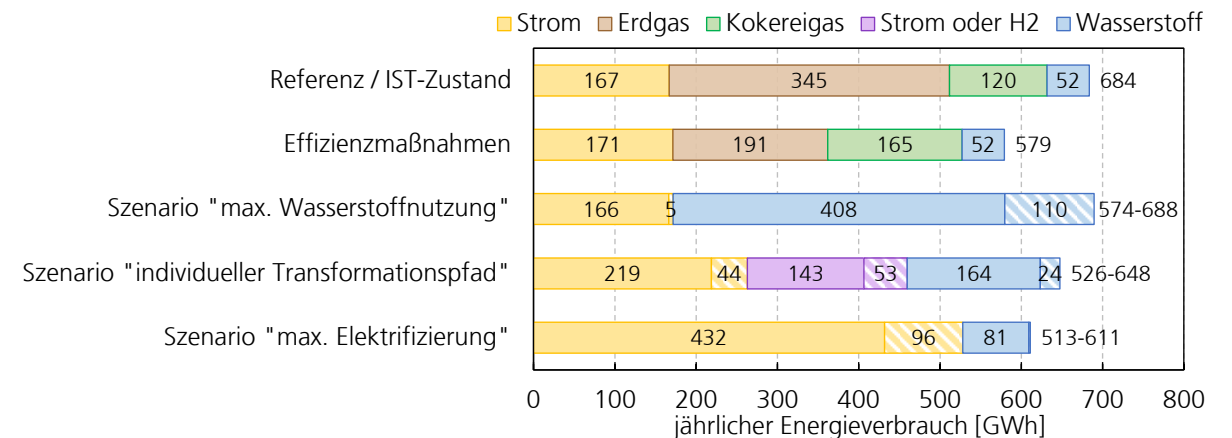
Über den individuellen Transformationspfad lässt sich der Lösungsraum der Transformation eingrenzen

Extremszenarien (starke techn. Ausprägung)

- Die Umstellung aktueller Wärmeverfahren auf Strom- oder Wasserstoffbasis ist in erster Betrachtung technisch nahezu uneingeschränkt möglich
 - Breiter Lösungsraum für eine klimaneutrale Prozesswärmeversorgung
- Zukünftiger Energieträgerbedarf des Clusters:
 - Strom: 166–528 GWh_{el}
 - Wasserstoff: 81–518 GWh_{th}
- Zukünftig erf. Anschlussleistungen des Clusters:
 - Strom: 30–104 MW_{el}
 - Wasserstoff: 17–100 MW_{th}

Individueller Transformationspfad

- Eingrenzung des Lösungsraums für eine klimaneutrale Prozesswärmeversorgung (wahrscheinlicher Entwicklungspfad)
- Zukünftiger Energieträgerbedarf des Clusters:
 - Strom: 219–454 GWh_{el}
 - Wasserstoff: 164–384 GWh_{th}



AP 3: Analyse von Energieszenarien

Analyse von Studienprognosen und Abschätzung der Betriebskosten je Szenario

AP 1: IST-Zustandserhebung

Makroanalyse

- Energieträgerbedarfe
- Anschlussleistungen
- Infrastruktur
- Kooperationen

Mikroanalyse

- Prozessanalyse
- relevante Energieströme
- Hauptverbraucher
- Abwärmepotenziale

Anlagentechnik

- Anlagentyp
- Temperaturprofil
- Lastprofil
- Effizienz

AP 2: Analyse von Transformationspfaden

Technologieanalyse

- Benchmark-Analyse
- Power-to-Heat-Technologien
- Wasserstofftechnologien
- CO₂-neutrale Alternativtechniken

Effizienzmaßnahmen

- 1 Geplante Maßnahmen
- 2 Effizientere Wärmeverfahren
- 3 Interne Abwärmenutzung
- 4 Wärmeverbund

Szenarienrechnung

- Aggregierte Datensätze je Szenario
- Max. Wasserstoffnutzung
- Max. Elektrifizierung
- Individueller Transformationspfad

AP 3 & 4: Szenarienerstellung, Gegenüberstellung und Schlussfolgerungen

Analyse von Energieszenarien

- Studienprognosen bis 2050
- Energieträgerpreise
- Verfügbarkeit

Techno-ökonomische Kennzahlen

- Energieträgerbedarf je Szenario
- Anschlussleistung je Szenario
- Betriebskosten je Szenario
- Gegenüberstellung

Schlussfolgerung

- Industrieller Cluster Klimahafen GE
- Einordnung zu akt. Studien
- Handlungsempfehlungen
 - Unternehmen
 - Infrastruktur (Politik)

Hintergrund (aus AP 1 & 2):

- AP 1-2 stellen die Grundlage (Werteübergabe) für AP 3 dar:
 - Welche Energiemengen (Strom bzw. Wasserstoff) braucht das Cluster **zusätzlich**
 - AP 3: welche Bereitstellungskosten (Erzeugungs- und Transportkosten) werden dafür erwartet?

Stützzeitpunkte und Auswahl:

➤ **Strom**

- Bandbreite von minimalen bis maximalen Bereitstellungskosten
- Betrachtungsjahre sind 2030 und 2050

➤ **Wasserstoff**

- Bandbreite von heimischer Erzeugung und Importen sowie minimaler und maximaler Bereitstellungskosten
- 2030: Nationale Erzeugung vs. Import aus Marokko (Pipeline)
- 2050: Nationale Erzeugung vs. Import aus Marokko (Pipeline) vs. Import aus Chile (Schiff)

Material – Studienübersicht (vollständige Literaturübersicht im Anhang):

- **LEE-Studie** (Meta-Analyse) = „Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung“; November 2020
 - Prognos 2020: Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger
 - IEA 2019: The Future of Hydrogen
 - Energieagentur NRW 2019 (Hrsg.): Gestehungskosten von PtX-Produkten im Vergleich zwischen Deutschland und Nordafrika

- TU-Dresden 2014 „Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland“:
 - Netznutzungsentgelte (NNE) für Strom (Verwendung von speziellen NEE für Industriekunden ab 24 GWh/a)

- **Methodik:**
 - obere und untere Bandbreite, keine Mittelwerte
 - ➔ Damit Aufzeigen des Lösungsraums in „best case (opt.)“ und „worst case (pess.)“

- Nur OPEX-Betrachtung analog AP 1& 2 !

Spezifische Bereitstellungskosten:

➤ 2030

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko) vs. Strom

➤ 2050

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko & Chile) vs. Strom

Gesamte Bereitstellungskosten fürs Cluster:

➤ 2030

- „Max. Wasserstoff“: **best case (niedrigste angenommene Kosten) vs. worst case (höchste angenommene Kosten)**
- „Max. Elektrifizierung“: best case vs. worst case
- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

➤ 2050

- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

➤ Zwischenergebnisse

Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynamischen Energiesystem

Bereitstellungskosten – Clusterung der Ergebnisse

Spezifische Bereitstellungskosten:

➤ **2030**

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko) vs. Strom

➤ **2050**

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko & Chile) vs. Strom

Gesamte Bereitstellungskosten fürs Cluster:

➤ **2030**

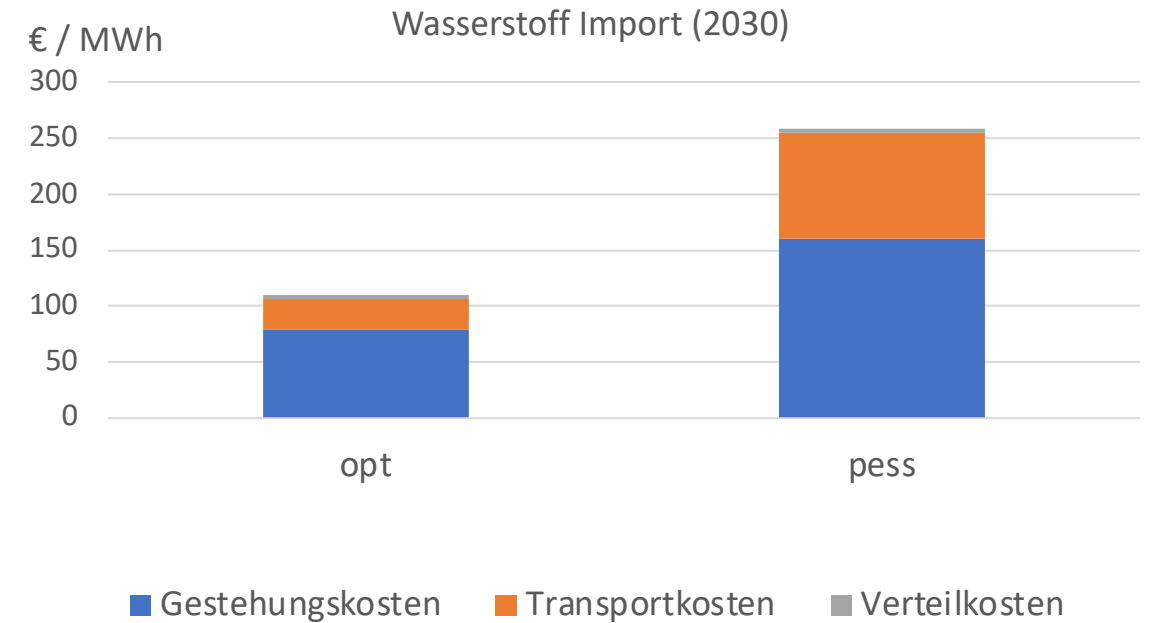
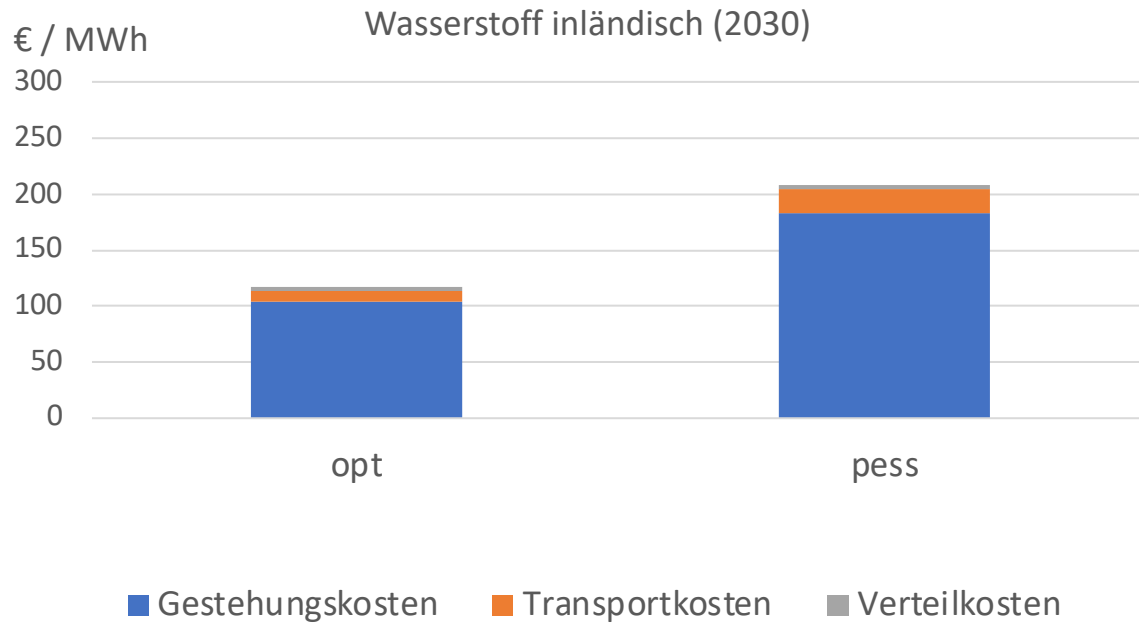
- „Max. Wasserstoff“: best case vs. worst case
- „Max. Elektrifizierung“: best case vs. worst case
- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

➤ **2050**

- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

➤ **Zwischenergebnisse**

Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynamischen Energiesystem – Übersicht spezifische Wasserstoff-Bereitstellungskosten 2030



➤ **Wasserstoff-Bereitstellungskosten:**

➤ Gestehungskosten Bandbreite EE sowie Umwandlung

➤ Importe aus Marokko (als Beispiel für 2030)

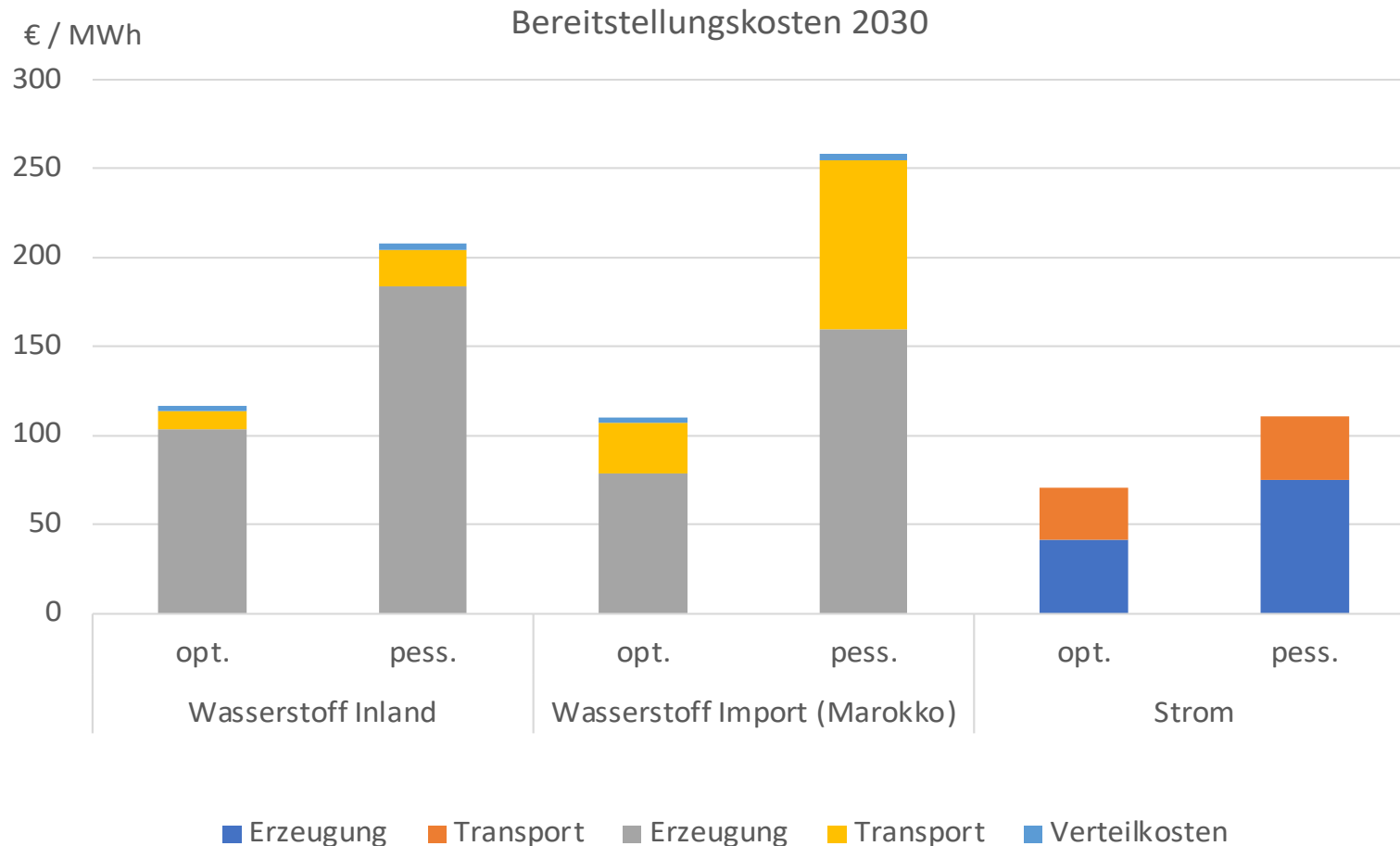
➤ 2030: nur Pipeline-Anbindung realistisch;

➤ Bandbreite zwischen „Umwidmung bestehender Erdgaspipes = optimistisch“ und „Neubau = pessimistisch“

➔ Kosten für Import kompensieren günstigere Erzeugung

Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynamischen Energiesystem

– Übersicht spezifische H₂- und Strom-Bereitstellungskosten 2030



Ergebnis des Vergleichs:

→ Strom hat geringere OPEX als Wasserstoff, auch unabhängig vom Betrachtungsfall

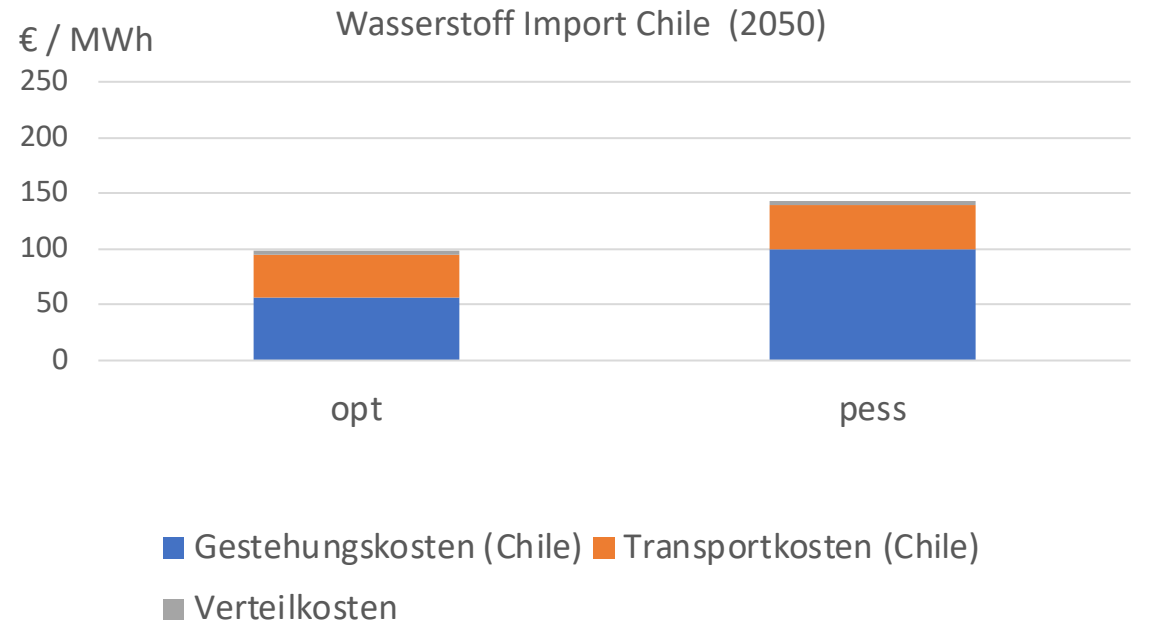
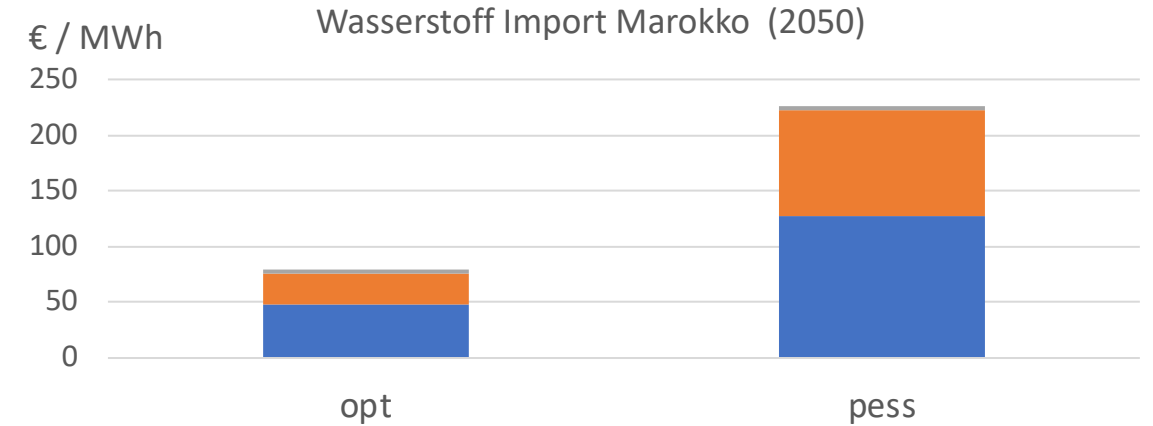
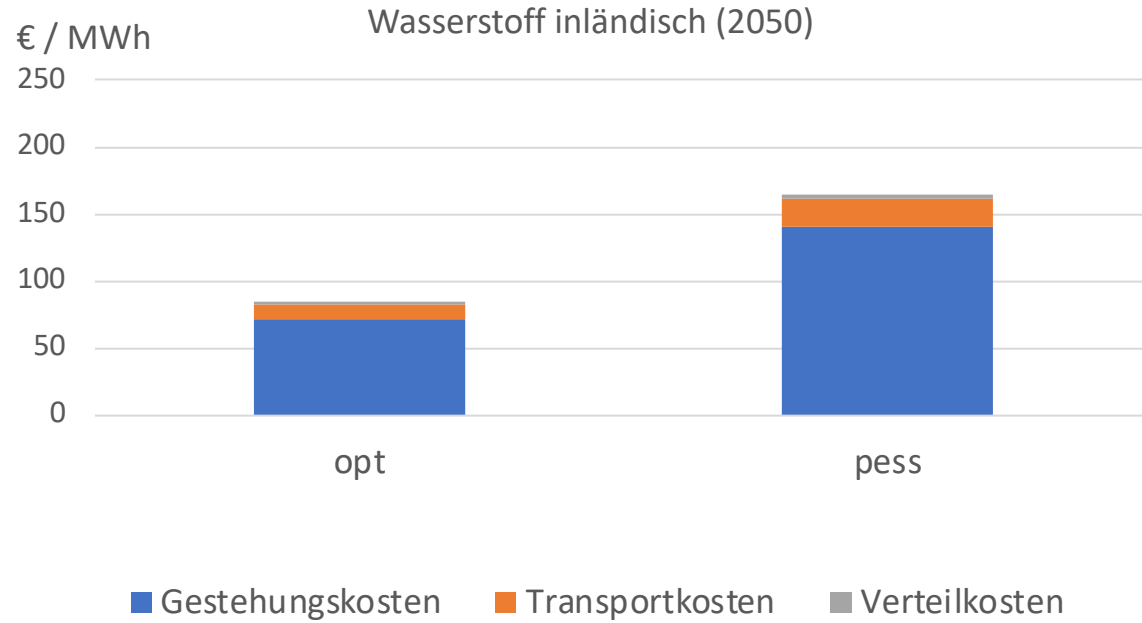
➤ Strom:

- EE Erzeugung, Mix aus PV und Wind (on- und offshore)
- Netzentgelte auf dem Stand von heute (2021)
- Bandbreite geringer als bei H₂ => mehr Annahmen / Prozess-Schritte erforderlich, daher plausibel

EE-Erzeugung inländisch nur Wind (on- und offshore)

-> Niedrige Volllaststunden sind vor allem für eine H₂-Produktion aus PV-Strom ein sehr kritischer Kostenfaktor, da sie die spezifischen Kosten (zu) stark erhöhen. Daher wird dieser Pfad, mit Ausnahme von sonnenreichen Regionen wie in Nordafrika, nur wenig berücksichtigt. Quelle: LEE S. 29

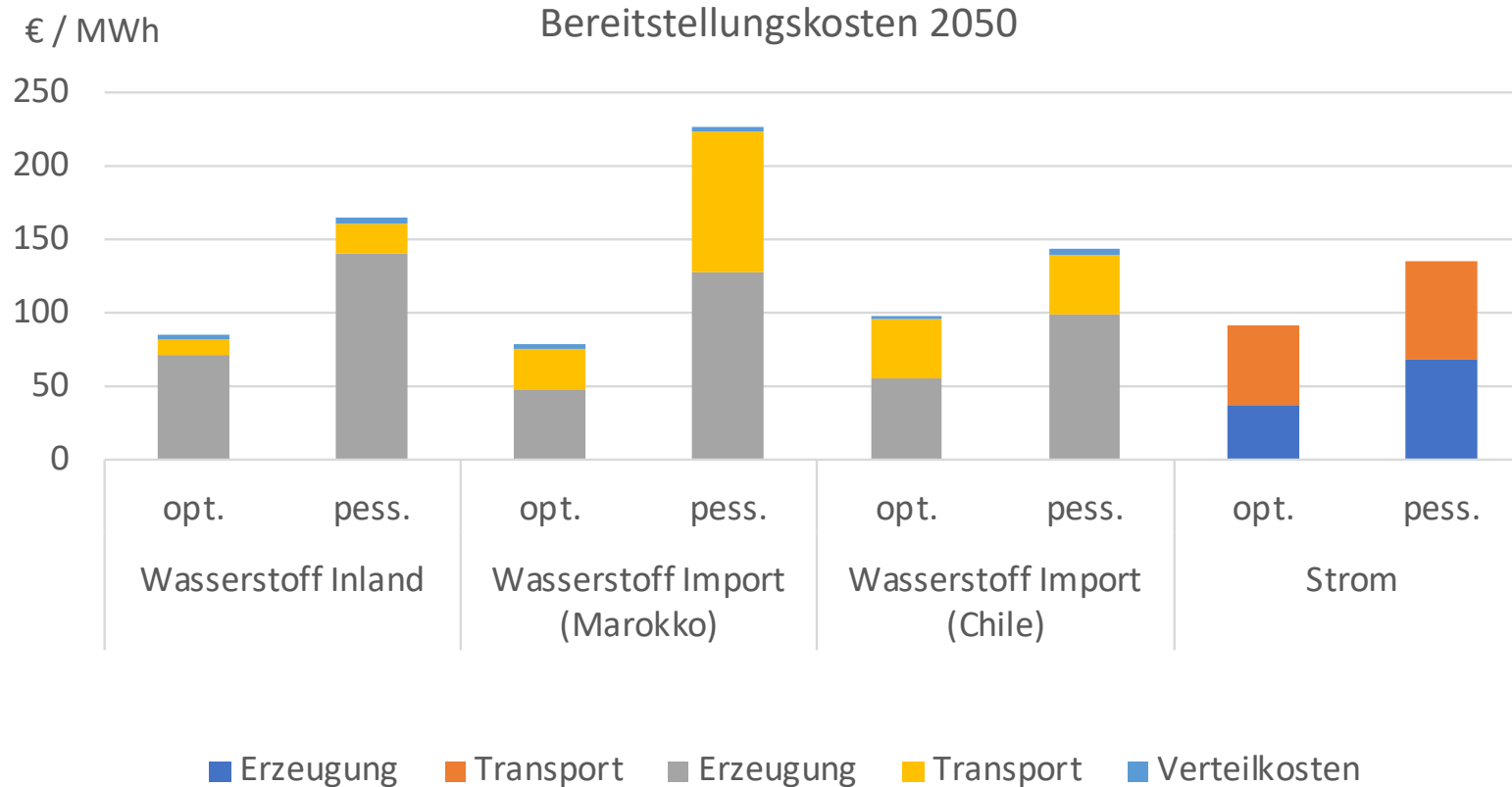
Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynamischen Energiesystem – Übersicht spezifische Wasserstoff-Bereitstellungskosten 2050



➤ Wasserstoff:

- Gestehungskosten Bandbreite EE sowie Umwandlung
- Importe aus Marokko (Fortführung von 2030) ergänzt um Importe aus Chile per Schiff
 - Bandbreite Pipeline zwischen „Umwidmung = optimistisch“ und „Neubau = pessimistisch“
 - Bandbreite für Schifftransport deutlich kleiner
- ➔ Daher wechselnde Reihenfolge zwischen Marokko und Chile

Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynamischen Energiesystem – Übersicht spezifische H₂- und Strom-Bereitstellungskosten 2050



➤ Strom:

➤ Mix aus PV und Wind
(on- und offshore)

➤ Netzentgelte
gegenüber 2030
deutlich gestiegen
(Kosten für
Netzausbau,
Redispatch, ...)

Ergebnis des Vergleichs:

➔ Strom hat geringeren OPEX als Wasserstoff, aber Differenz kleiner als 2030

➔ Bei Wasserstoff keine eindeutige Priorität für Importe

Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynamischen Energiesystem – Bereitstellungskosten – Clusterung der Ergebnisse

Spezifische Bereitstellungskosten:

➤ 2030

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko) vs. Strom

➤ 2050

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko & Chile) vs. Strom

Gesamte Bereitstellungskosten fürs Cluster:

➤ 2030

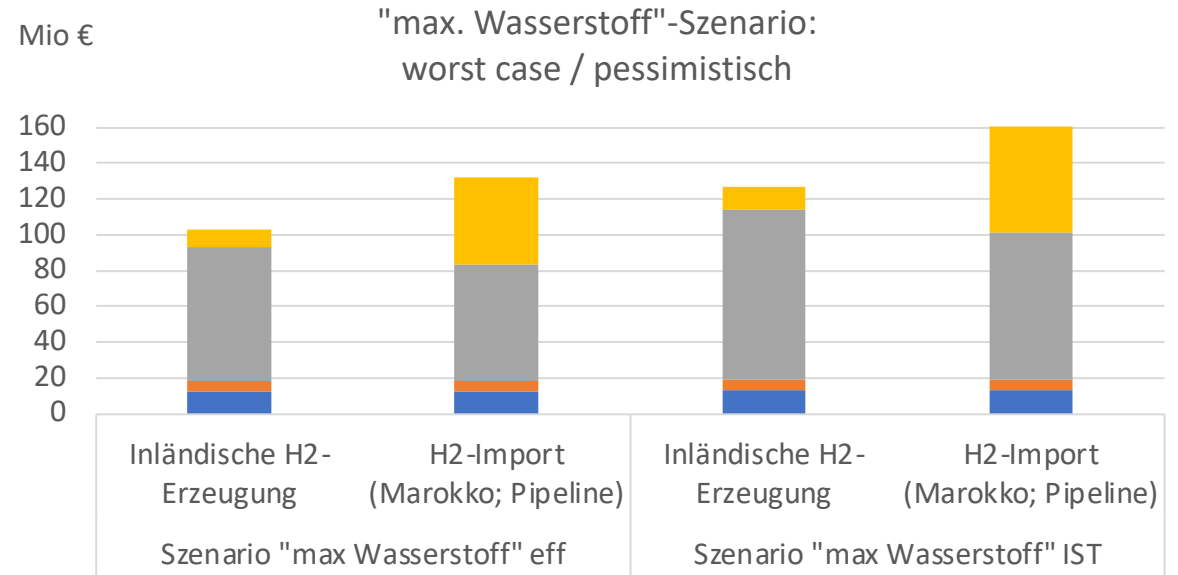
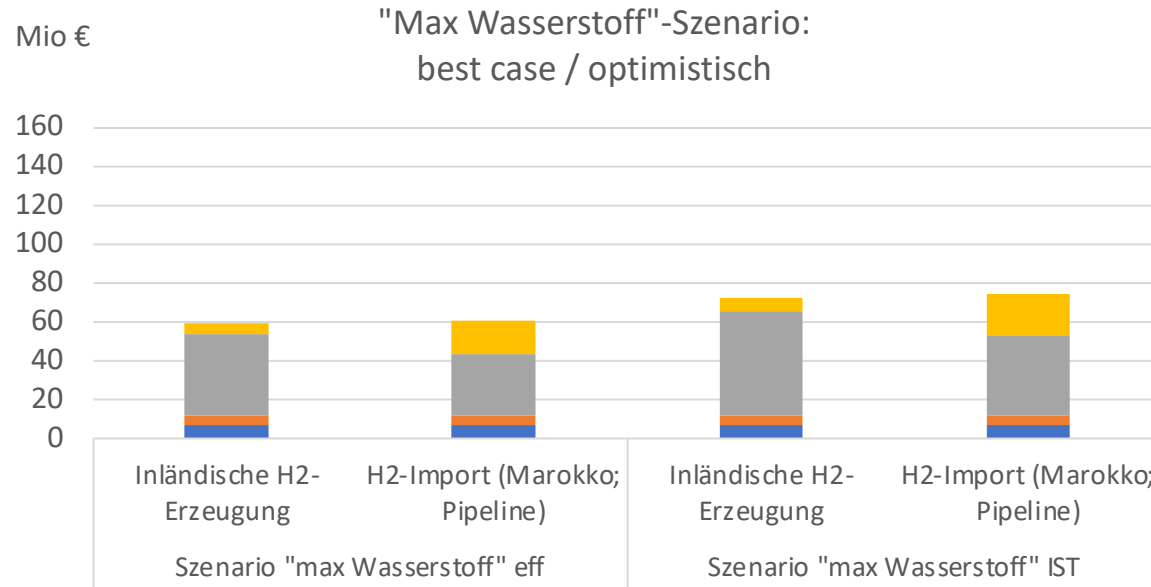
- „Max. Wasserstoff“: best case vs. worst case
- „Max. Elektrifizierung“: best case vs. worst case
- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

➤ 2050

- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

➤ Zwischenergebnisse

Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynam. Energiesystem – Übersicht Gesamtkosten fürs Cluster 2030 - “max. Wasserstoff“



■ Strom Erzeugung ■ Strom Transport
■ Wasserstoff Erzeugung ■ Wasserstoff Transport

■ Strom Erzeugung ■ Strom Transport
■ Wasserstoff Erzeugung ■ Wasserstoff Transport

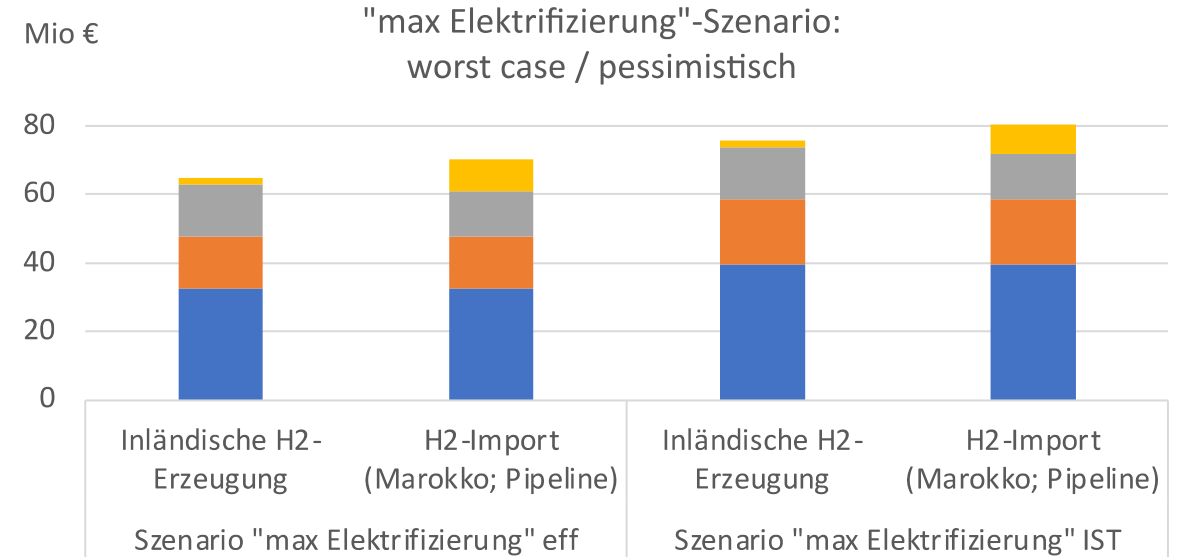
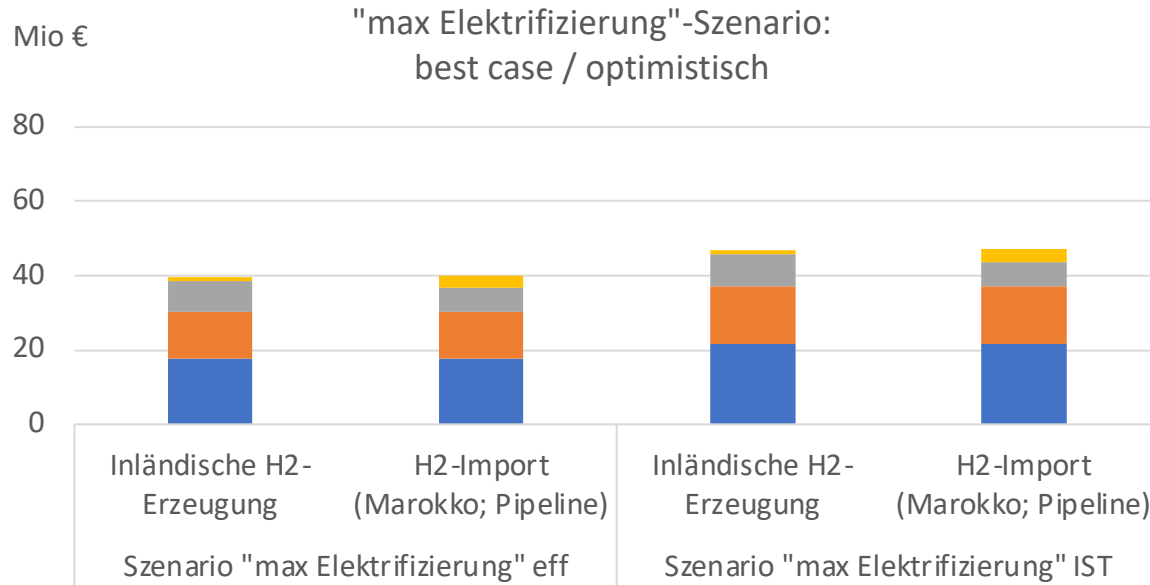
➤ Ergebnisse

- „Worst case“ hat etwa doppelt so hohe OPEX wie „best case“ → hohe Unsicherheit für unternehmerische Entscheidung
- Höhere Unsicherheit beim Transport (Pipeline) im „worst case“ macht Spreizung höher
- Im besten Fall ist Import von H2 genauso teuer wie heimischer (günstigere Erzeugung wird durch Transport kompensiert)

➤ Übergeordnet: höherer Wasserstoffbedarf durch geringere Effizienz macht sich bemerkbar

Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynam. Energiesystem – Übersicht

Gesamtkosten fürs Cluster 2030 - "max. Elektrifizierung"



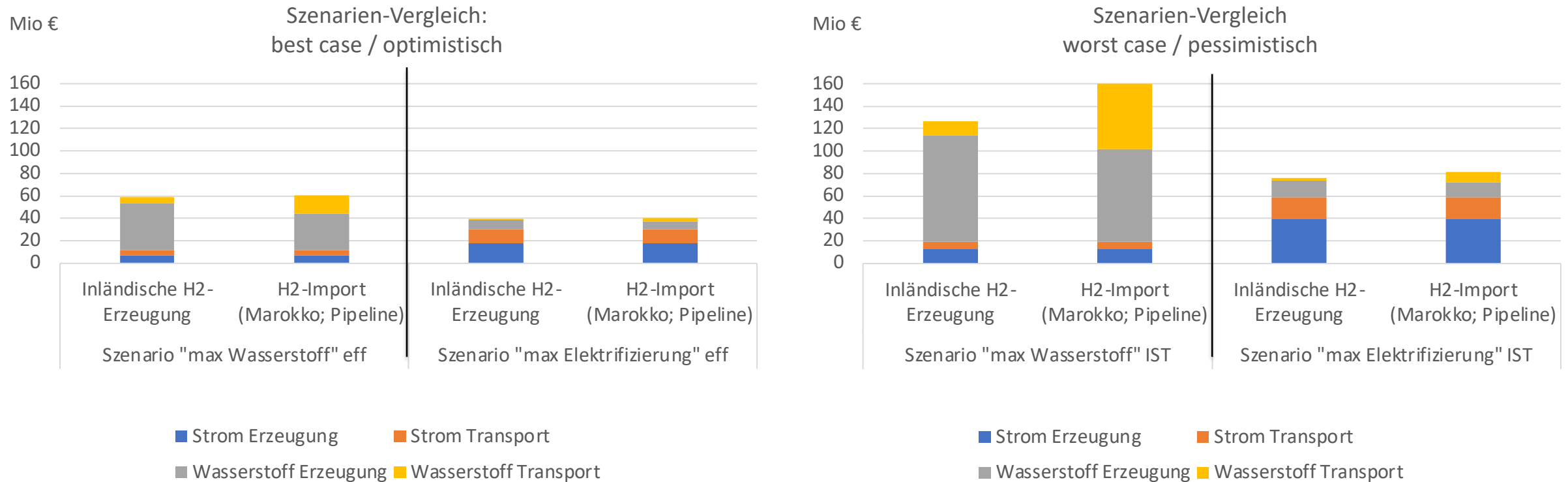
➤ Ergebnisse

➤ Spreizung ähnlich wie bei Wasserstoff-Szenario; Unsicherheiten etwas geringer

➤ **Übergeordnet: höherer Strombedarf durch geringere Effizienz macht sich bemerkbar**

Übersicht Gesamtkosten fürs Cluster 2030

Szenarien-Vergleich: „max Wasserstoff“ vs. „max Elektrifizierung“



➤ Ergebnisse

- „max Elektrifizierung“ hat geringere OPEX als „max Wasserstoff“
- Größte Kostenblöcke: Erzeugung (jeweils); bei H2-Import Transportkosten deutlicher Treiber
- Spreizung der Ergebnisse
 - „Max Elektrifizierung“: 190-200 % worst case zu best case --- „max Wasserstoff“: 210-270 % worst case zu best case

Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynamischen Energiesystem – Bereitstellungskosten – Clusterung der Ergebnisse

Spezifische Bereitstellungskosten:

➤ 2030

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko) vs. Strom

➤ 2050

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko & Chile) vs. Strom

Gesamte Bereitstellungskosten fürs Cluster:

➤ 2030

- „Max. Wasserstoff“: best case vs. worst case
- „Max. Elektrifizierung“: best case vs. worst case
- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

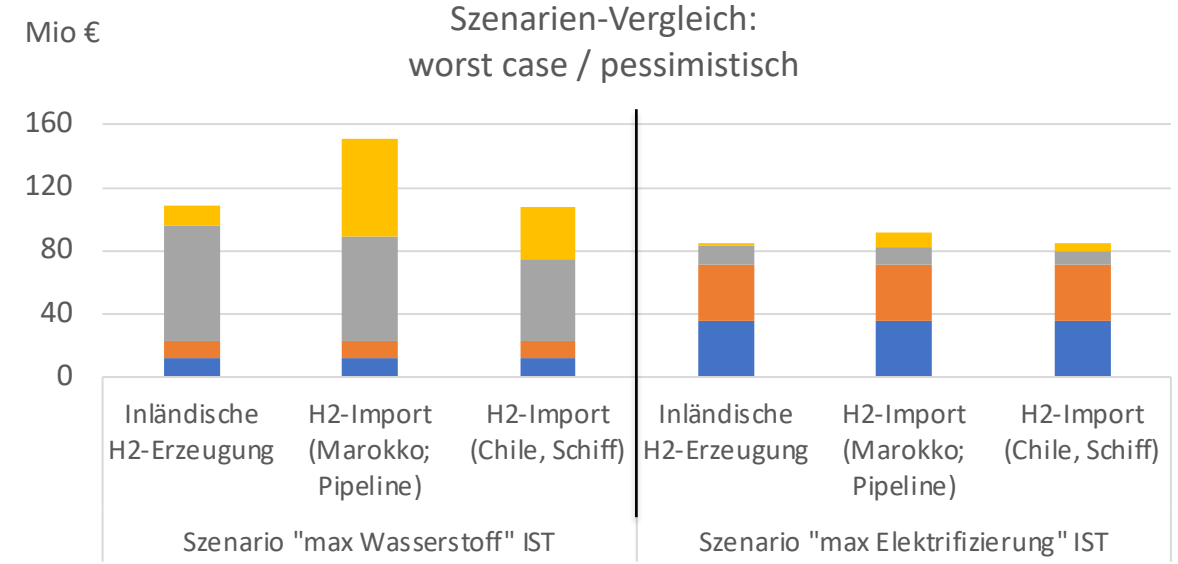
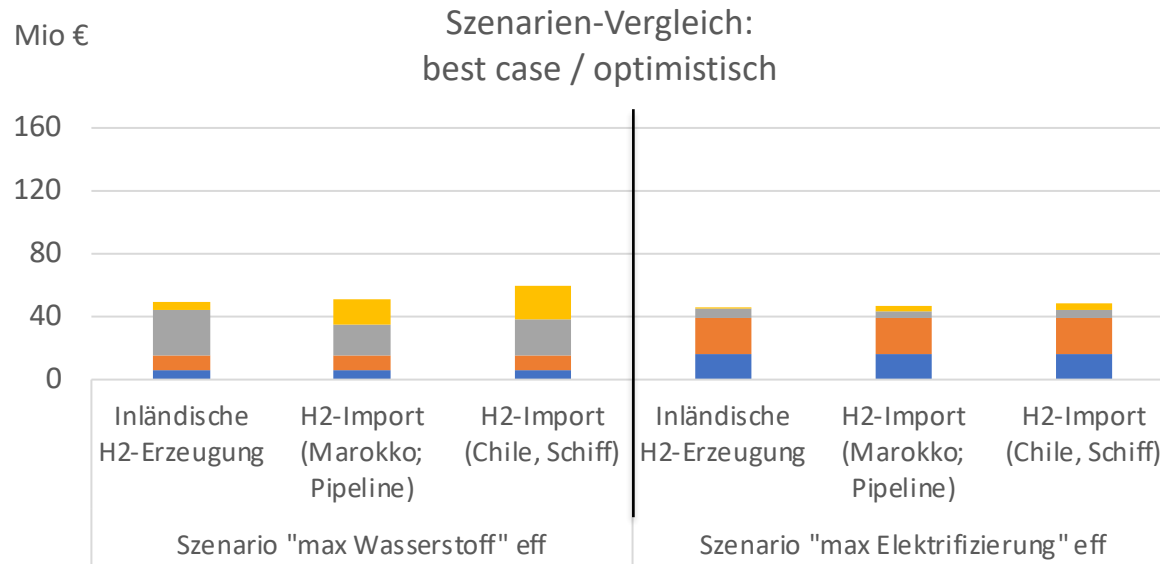
➤ 2050

- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

➤ Zwischenergebnisse

Übersicht Gesamtkosten fürs Cluster 2050

Szenarien-Vergleich: „max Wasserstoff“ vs. „max Elektrifizierung“



■ Strom Erzeugung ■ Strom Transport
■ Wasserstoff Erzeugung ■ Wasserstoff Transport

■ Strom Erzeugung ■ Strom Transport
■ Wasserstoff Erzeugung ■ Wasserstoff Transport

➤ Ergebnisse

- „max Elektrifizierung“ hat geringere OPEX als „max Wasserstoff“, aber Differenz ist kleiner als 2030
- Größte Unsicherheit: H2-Import per Pipeline
- Spreizung der Ergebnisse
 - „Max Elektrifizierung“: 175-195 % worst case zu best case --- „max Wasserstoff“: 180-290 % worst case zu best case

Kosten der Energiebedarfe Strom und Wasserstoff im dynamischen Energiesystem – Bereitstellungskosten – Clusterung der Ergebnisse

Spezifische Bereitstellungskosten:

➤ 2030

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko) vs. Strom

➤ 2050

- Wasserstoff: Inland und Import (Marokko & Chile) vs. Strom

Gesamte Bereitstellungskosten fürs Cluster:

➤ 2030

- „Max. Wasserstoff“: best case vs. worst case
- „Max. Elektrifizierung“: best case vs. worst case
- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

➤ 2050

- Szenarien-Vergleich: „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“ (best case & worst case)

➤ **Zwischenergebnisse**

1. Effizienz

- **Hebung von Effizienzpotenzialen lohnt sich in jedem Fall. In den „Max Wasserstoff“ Szenarien macht sie sich noch stärker bemerkbar.**
- Die Schwankungen werden mit höheren Mengenströme multipliziert.

➤ 2. Wasserstoffkosten

- Hier sind nur zwei Extrem-Werte abgebildet, welche eine erwartbare untere und obere Bandbreite abbilden.
- **Die tatsächlichen Kosten werden irgendwo dazwischen liegen.**

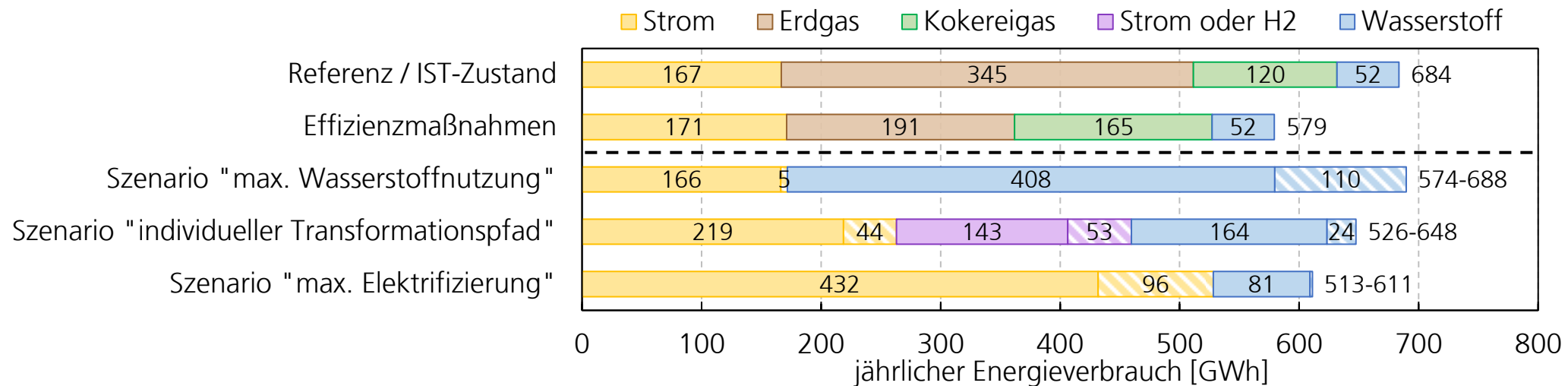
➤ 3. Verteilkosten sind noch Unsicherheitsfaktor, werden jedoch das Bild nicht bestimmen.

- Strom wird auch zusätzliche Verteilkosten generieren, diese werden aber deutlich geringer sein als beim Wasserstoff → Boden- und Tiefbau sind bestimmende Faktoren

AP 4: Bottom-Up-Kurzstudie zur Dekarbonisierung der Prozesswärme

Einleitung

- Abgrenzung gegenüber einer Vielzahl aktueller Veröffentlichungen: **Bottom-up-Studie**
 - Ableitung von Transformationspfaden durch technologiefeine Analyse und Feinabstimmung mit teilnehmenden Unternehmen
 - Abschätzung von Effizienzpotenzialen je Standort und für den gesamten Cluster (Wärmeverbund)
- Individueller Transformationspfad: Drittelung des zukünftigen Energieträgerbedarfs in Strom, Wasserstoff & Übergangsbereich



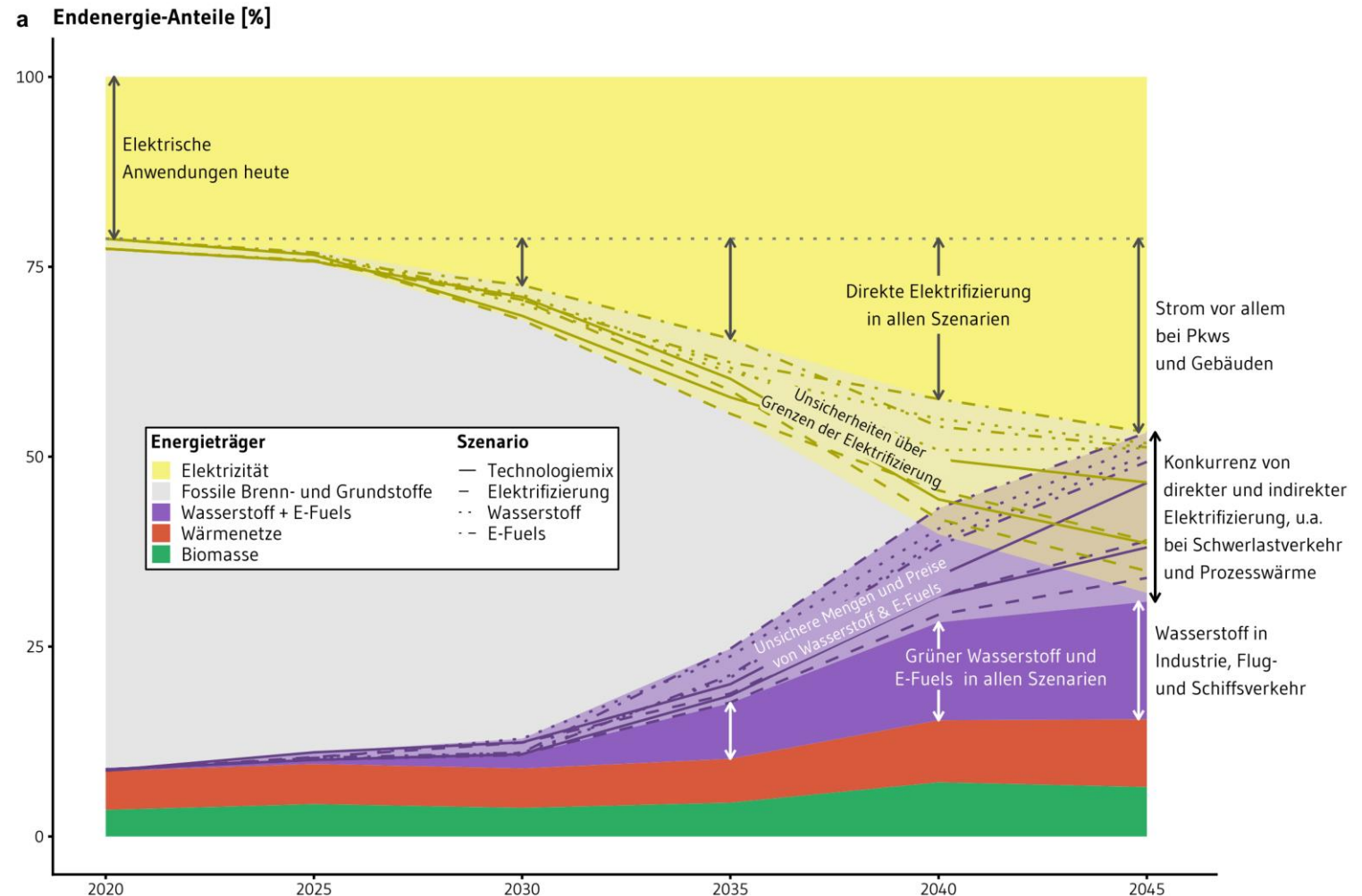
Anmerkung: Effizienzpotenziale theoretisch/technisch und ohne Betrachtung der Wirtschaftlichkeit berechnet

AP 4: Gegenüberstellung zu aktuellen Veröffentlichungen

Einordnung der Ergebnisse der Bottom-Up-Kurzstudie in den Stand der aktuellen Veröffentlichungen

- Ariadne Metastudie 2021
 - Gegenüberstellung von 5 detaillierten Szenarioanalysen (Ariadne 2021, BDI 2021, BMWi 2021, dena 2021, Prognos 2021)
→ 22 Einzelszenarien
- Bottom-up Erkenntnisse aus dem Klimahafen ordnen sich passgenau in den Rahmen der bestehenden Top-Down-Studien ein
- Prozesswärme ist zu einem wesentlichen Teil im Übergangsbereich zwischen Elektrifizierung und Umstellung auf Wasserstoff angeordnet

Quelle: Ariadne 2021: Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie



AP 4: Implikationen für die Unternehmen des Clusters

Vor- und Nachteile der Elektrifizierung der Prozesswärmeversorgung

Vorteile der Elektrifizierung

- Strombasierte Technologien weisen i. d. R. eine höhere Effizienz auf, insbesondere für Niedertemperaturanwendungen (Wärmepumpe, Elektrodenkessel)
- Elektrifizierung von Anlagen mit vergleichsweise geringer Prozesstemperatur und geringen Produktionskapazitäten gehört i. d. R. zum Standard-Technik (i. d. R. TRL 7–9) [Schwotzer 2021]
- Mittelfristig geringere Energieträgerkosten gegenüber Wasserstoff

Hemmnisse und Grenzen der Elektrifizierung

- Je nach aktuell eingesetztem Wärmeverfahren/Ofensystem ist lediglich eine Teilelektrifizierung möglich, das gilt insbesondere bei hohen Prozesstemperaturen und Produktionskapazitäten (geringe Energiedichte bei hohen Temperaturen)
- Eine vollständige Elektrifizierung würde in diesen Fällen ein neues Ofensystem erfordern und stellt damit eine hohe Investitionshürde dar

AP 4: Implikationen für die Unternehmen des Clusters

Vor- und Nachteile der Wasserstoffnutzung in der Prozesswärme

Vorteile der Wasserstoffnutzung

- i. d. R. geringer Umrüstaufwand bei der Umstellung von Erdgas-/Kokereigasbrennern auf Wasserstoff
- Die Beheizung von Brennern mit Wasserstoff gilt als erprobt (Vielzahl experimenteller Untersuchungen)
- Wasserstoffimport lindert den Druck auf den Ausbau heimischer EE-Potenziale
 - reduziert die Bedeutung des Effizienzvorteils der Elektrifizierung

Hemmnisse und Grenzen der Wasserstoffnutzung

- Geringere Wirkungsgradkette im Vergleich zur Elektrifizierung
- Geringerer Heizwert ($3 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^3$) im Vergleich zu Erdgas (ca. $10 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^3$) → höherer Volumenstrom erforderlich
 - Unternehmensinterne Anpassungen der Verrohrung und Brennerregelung (Brennstoff- und Brennluftzufuhr) erforderlich
- Mittelfristig höhere und langfristig (im günstigen Fall) vergleichbare Betriebskosten gegenüber Elektrifizierung
- Weitere Forschung zu wasserstoffbefeuelten Ofensystemen insbesondere aufgrund der veränderten Ofenatmosphären und deren Einfluss auf die Produktqualität erforderlich (TRL 2–4)

Quelle: BMWK – Langristzenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

- Produzierende Mittelständler sind in der Regel in der Mittelspannung angeschlossen. Ab etwa 3 MVA (Richtwert) bekommt der Kunde einen direkten Anschluss an das Umspannwerk
- Kurzfristige Kapazitätssteigerungen (z.B. über ein paar Jahre) sind möglich, da Mittelspannungskabel und Umspannwerke i.d.R nur zu 50 – 70 % ausgelastet sind (Richtwert) – jeder Fall müsste aber individuell geprüft werden.
- ➔ Bei Nutzung des Puffer baut das EVU wieder aus, um diesen wieder herzustellen – Puffer ist immer gewollt.
 - **Beim Stromnetz gibt es keine langfristig nutzbaren Reserven.**
- Grundsätzlich kann (und wird) auch das Strom-Verteilnetz ausgebaut werden. Dies braucht natürlich seine Zeit (Planung, Genehmigung und Umsetzung). Wenn man **jetzt** beginnen würde, wäre eine Umsetzung bis 2030 möglich (**gleicher zeitlicher Rahmen** wie GETH₂-Projekt)
- Jedes Unternehmen muss (*verursachergerecht*) einmalig die Anschlusskosten selbst tragen (Anschlusskostenbeiträge + Baukostenzuschuss). Ersteres hängt von der Bodenbeschaffenheit und der Entfernung ab; zweiteres von der installierten Anschlussleistung. ➔ Der Aufwand/Kosten sind stark einzelfallabhängig und nicht zu verallgemeinern.

AP 4: Implikationen für die Unternehmen des Clusters

Wasserstoff – Verteilnetz

- Kosten im Wasserstoff-Verteilnetz werden (ebenfalls verursacher-gerecht) auf alle Nutzer aufgeteilt. Die Gesamtkosten für den Betrieb des Netzes werden durch die Energiemenge geteilt und dann auf die Kunden aufgeteilt werden.
 - Also: wenige Kunden in einem Wasserstoff-Verteilnetz = hohe Netzentgelte;
 - mehr Kunden und mehr Energie im H₂-Verteilnetz = geringere Netzentgelte.
- Der Umbau der Erdgas- bzw. auf der Wasserstoffinfrastruktur wird aber in jedem Fall teurer als Ausbau der Strominfrastruktur, da die Leitungen tiefer liegen und das Grabenprofil größer ist (Rohr breiter als Kabel). Kostentreiber sind hier die Kosten für die Tiefbauer!
- Aufgrund der Gaskonzession müsste zunächst ein eigenes Wasserstoffverteilstromnetz aufgebaut werden.
- ELE verbaut nur noch H₂-Ready-Bauteile in ihrem Erdgasnetz, damit sie das Erdgasnetz zukünftig für H₂ nutzen können – dies wird aber noch lange dauern, da die Endkunden ein Versorgungsrecht mit Erdgas besitzen.
 - **kurz- bis mittelfristig keine Umnutzung vom Gasnetz möglich**
- Noch offener Punkte: Regulierung von H₂-Netzen.
 - Entweder sich regulieren lassen durch die BNetzA oder
 - privates Netz betreiben. Gegen letzteres spricht, dass dann mit jedem Kunden ein separater Vertrag geschlossen werden müsste (sehr aufwendig).

AP 4: Implikationen für die Unternehmen des Clusters

Anschlusskosten – qualitative Einschätzungen

- Sowohl für Strom- als auch Wasserstoffanschlüsse gilt, dass die spezifische Lage des anzuschließenden Unternehmens eine hohe Relevanz hat.
- Für das Cluster Klimahafen scheint nach vorläufiger Einschätzung die Lage der Wasserstoff-Pipeline (erwartet von GetH2) etwas günstiger liegt als das bestehende Umspannwerk
 - kürzere Netzanschlusslänge für 2 der 3 Betrachtungsfälle
 - Kreuzung Emscher und Kanal durch OGE, Übergabe südlich des Kanals
- Baukosten bei Strom rund 25-50% der Anschlusskosten; generell weniger als für Wasserstoff (aufgrund aufwendigerer Tiefbauarbeiten)
- Anschlusskosten machen nur einen kleinen Teil der Energieträgerkosten (Gestehung- Transport- Anschluss) aus. Je nach Abschreibungszeitraum und Stromkosten sind exemplarisch zwischen 1-und 5% ermittelt worden.

- Anschlusskosten für Wasserstoff sind am günstigsten, wenn es alle beziehen. Ist jedoch nicht per se die „beste Lösung“ → hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, was Einzelfallprüfung erfordert!
 - Reinvestitionszyklen von Unternehmen!?
 - Technische Sinnhaftigkeit prüfen!?
 - Volkswirtschaftliche Perspektive (THG-Emissionen)?
 - Anschlusskosten sind wahrscheinlich nicht ausschlaggebendes Kriterium für Entscheidung; aber Verfügbarkeit des Anschlusses ist relevant!
- ...ist H₂ damit wirklich die beste Lösung / volkswirtschaftlich und fürs gesamte System... ?
- **Möglicher Lösungsansatz:** Energieinfrastrukturaufbau – Strom, H₂ (aber auch Wärmenetze) – insgesamt fördern, um beste unternehmerische aber auch volkswirtschaftliche und ökologische Lösung zu erhalten!
 - Unternehmerische Entscheidung bleibt offen bzw. unberührt
 - Insgesamt schnellere Umsetzung, beides/alles parallel anzugehen

Zoom aus dem Cluster heraus (volkswirtschaftliche Perspektive):

➤ **Wasserstoff**

- Im Vergleich zu Strom ist ein globaler Transport von H₂ zukünftig möglich
- Erneuerbarer Strom kann in großen Mengen in chemischer Form gespeichert werden
- Primärenergiebedarf, und damit einhergehende Treibhausgas-Emissionen, ist höher ggü. direkter Nutzung von EE-Strom

➤ **Strom**

- Großtechnische Speicherung von Strom kostenintensiv und verhältnismäßig ineffizient
- Bei direkter Nutzung von EE-Strom bedarf es weniger Primärenergie, was zu geringeren Treibhausgas-Emissionen führt

Die 8 Kernaussagen der Bottom-Up-Kurzstudie

Die wichtigsten Erkenntnisse der Studie

1

Energieeffizienz als zentraler Baustein

- Hebung von Energieeffizienzpotenzialen verringert Endenergiedarf und vereinfacht die Dekarbonisierung
- Unvermeidbare Abwärme sollte im Rahmen der Wirtschaftlichkeit genutzt werden

2

Wärmeverbund zur Reduktion des Endenergiebedarfs

- Wärmeverbund innerhalb des Clusters hat das Potenzial den zukünftigen Energieträgerbedarf zu reduzieren
- Kopplung mit Fernwärmenetz sollte geprüft werden

3

Wasserstoff in der Prozesswärme

- Umrüstung auf Wasserstoff kann auch in Teilbereichen der Mitteltemperatur-Prozesswärme zielführend sein
- Verfügbarkeit & Infrastruktur haben wesentlichen Einfluss, Standortvorteil im Klimahafen Gelsenkirchen

4

Elektrifizierung der Prozesswärme

- Effizienzvorteile insbesondere im Bereich Niedertemperaturanwendungen (Wärmepumpen)
- Ein Großteil der eingesetzten Industrieöfen ließe sich technisch (teil-)elektrifizieren

Die 8 Kernaussagen der Bottom-Up-Kurzstudie

Die wichtigsten Erkenntnisse der Studie

5

Individueller Transformationspfad des Klimahafens

- Lösungsraum der klimaneutralen Prozesswärmeversorgung durch Bottom-up Betrachtung eingegrenzt
- Derzeit absehbare Dreiteilung des zukünftigen Energieträgerbedarfs in Strom, H₂ & individuellen Bereich

6

Langfristszenarien zur Verfügbarkeit zukünftiger Energieträger

- Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom ist eine unabdingbare Voraussetzung
- Ausformung einer Wasserstoffwirtschaft über die ganze Wertschöpfungskette (inkl. Infrastruktur) essenziell

7

Dualer Energieinfrastrukturausbau als Grundlage der unternehmerischen Entscheidungsfreiheit

- Paralleler Ausbau von Strom- und Wasserstoffnetz erforderlich, beide Energieträger werden benötigt
- Flexible Grundlage für die unternehmerische Entscheidung für einen individuellen Transformationspfad

8

Handlungsaufforderung

- »Energiewende im Sprint« erfordert zeitnahe Umsetzung von no-regret-Maßnahmen
- Allseitige Planungsunsicherheit lässt sich nur im fortlaufenden Dialog schrittweise auflösen

Berechnungsgrundlagen

Spezifische Kennzahlen relevanter Energieträger

Energieträger	Heizwert		CO ₂ -Faktor aktuell	CO ₂ -Faktor Jahr 2050
	kWh/m ³	kWh/kg	tCO ₂ /MWh	
Strommix	-	-	0,366 ¹	0,029 ⁴
Erdgas	9,77	13,65	0,201 ¹	
Kokereigas	5,05	10,01	0,148 ³	
Wasserstoff	2,99	33,30	0,385 ¹	-
Für die Szenarien berücksichtigte CO₂-Faktoren				
Strom aus Windkraft	-	-	-	0,018 ²
Wasserstoff aus Windkraft	-	-	-	0,035 ²

¹ [ew_infoblatt_co2_faktoren_2021.pdf \(bafa.de\)](#)

² [HBEFA42_Update_Documentation.pdf](#)

³ [CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe \(umweltbundesamt.de\)](#)

⁴ [2020_KEV_THG_Strom-2019_2020-2050.pdf \(iinas.org\)](#)

Literaturverzeichnis

Quellen zu AP 1 und AP 2

1. Madeddu (2020) - *The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply*
2. Pfeifer (2022) - *Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band II*
3. Lupi (2017) – *Fundamentals of Eletrcoheat*
4. In4ClimateNRW Diskussionspapier (2021) - *Industriewärme klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation*
5. Schwotzer (2022) – *Product Carbon Footprint*, Seminar Industrieofentechnik IOB Aachen, 13.06.2022
6. Pfeifer (2022) – *Einführung in das Thema Energie*, Seminar Industrieofentechnik IOB Aachen, 13.06.2022
7. Pfeifer (2022) – *Energiebilanz und Energieeffizienz*, Seminar Industrieofentechnik IOB Aachen, 13.06.2022
8. Wünning (2022) – *Brennertechnik für Industrieöfen*, Seminar Industrieofentechnik IOB Aachen, 13.06.2022
9. Wendt (2022) – *Technik und Anwendungen des H₂-Haubenglühens*, Seminar Industrieofentechnik IOB Aachen, 13.06.2022
10. Adler (2022) – *Wärmerückgewinnung und Brennstoffeinsparung*, Seminar Industrieofentechnik IOB Aachen, 13.06.2022
11. Agora (2022) – *Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie*
12. Best Available Techniques (BAT) (2017) – *Non-Ferrous Metals Industries*
13. Best Available Techniques (BAT) (2009) – *Energy Efficiency*
14. HBFEA (2022) – *Documentation of updates*; https://www.hbfe.net/e/documents/HBEFA42_Update_Documentation.pdf
15. Schwotzer (2021) – *Dekarbonisierung von Prozesswärme: Technisches Potenzial in der Metall- und Mineralindustrie*
16. Tagesspiegel (2022) – *Deutschland bekommt verbindliche Effizienzziele*; <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/deutschland-bekommt-verbindliche-effizienzziele>
17. Queck (2021) – *Untersuchung eines Strahlrohrs für die hybride Beheizung von Industrieöfen mit Brenngasen und elektrischem Strom, bevorzugt aus erneuerbaren Energiequellen*; https://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-34825_01-Hauptbericht.pdf

Kontakt

Dr.-Ing. Karin Arnold
Abteilung „Zukünftige Energie-
und Industriestrukturen“
karin.arnold@wupperinst.org

Dipl.-Ing. Ansgar Taubitz
Abteilung „Zukünftige Energie-
und Industriestrukturen“
ansgar.taubitz@wupperinst.org

Kontakt

Dr.-Ing. Markus Hadam
Energieanlagen
Tel. +49 208 8598-1545
markus.hadam@umsicht.fraunhofer.de

Dr.-Ing. Marcus Budt
Abteilungsleiter Energieanlagen
Tel. +49 208 8598-1293
marcus.budt@umsicht.fraunhofer.de

Fraunhofer UMSICHT
Osterfelder Str. 3
46047 Oberhausen
www.umsicht.fraunhofer.de