

Flexibilitäts-Optionen für die Energiewende – und ihr Einsatz

Impuls für die AG „Flexibilität“ beim Bayerischen Energiegipfel
München, 09. Mai 2019
Dr. Almut Kirchner



- 01 Flexibilitätsoptionen
- 02 Wirkungsgradfragen
- 03 Kostenfragen
- 04 „Ideal“ gelöstes Stromsystem
- 05 Schlussfolgerungen

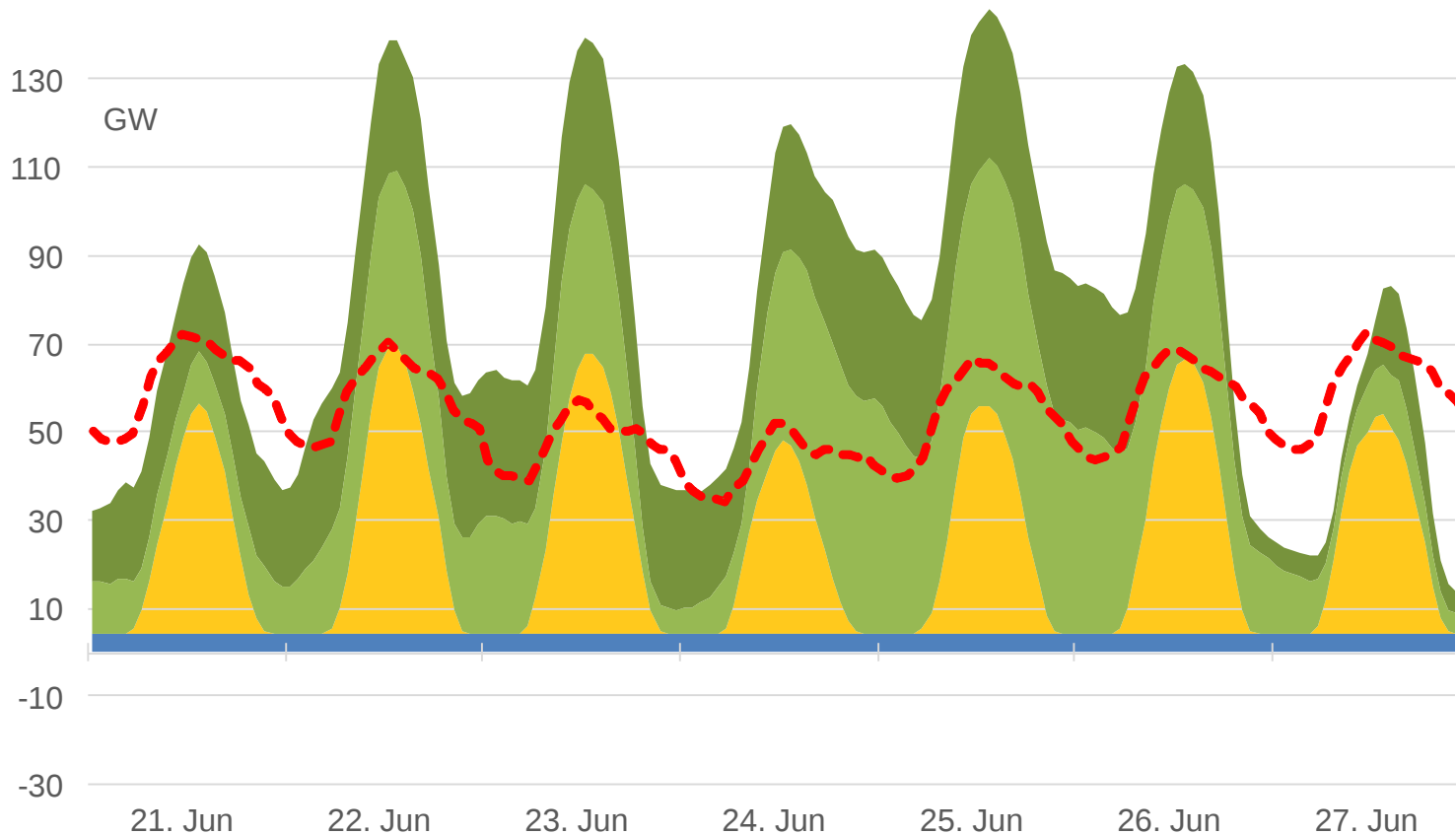
- 01 Flexibilitätsoptionen
- 02 Wirkungsgradfragen
- 03 Kostenfragen
- 04 „Ideal“ gelöstes Stromsystem
- 05 Schlussfolgerungen

Dekarbonisiert und «De-fossilisiert»

- Stromerzeugung aus EE (Hydro, PV, Wind on, Wind off, tiefe Geothermie)
- Wärmeerzeugung aus EE (Solarthermie, Umgebungswärme, Biomasse, tiefe Geothermie)
- Umbau der Mobilität (BEV PkW & LNF, Oberleitungen/Synfuels, H2 SNF, Synfuels Luftverkehr)
- «Sektorkopplung» zur Nutzung von EE-Strom in der Wärme und im Verkehr
- Ggf. Saisonalspeicherung zum Sommer-Winter-Ausgleich
- Änderung von industriellen Prozessen → erneuerbar produzierter H2 für Chemie, Stahl
- Begrenzte Flächenpotenziale von PV, Wind, begrenzte Potenziale Wasserkraft, Geothermie in D
- → Ausschöpfung aller Effizienzpotenziale ist zwingende Voraussetzung !

Beispiel: Szenario mit 86 % EE, Sommer 2050

Situation am Strommarkt 21. bis 27. Juni – „Roh“



Verbrauch

- Konv. Anwendungen
- Gesamt

Erzeugung

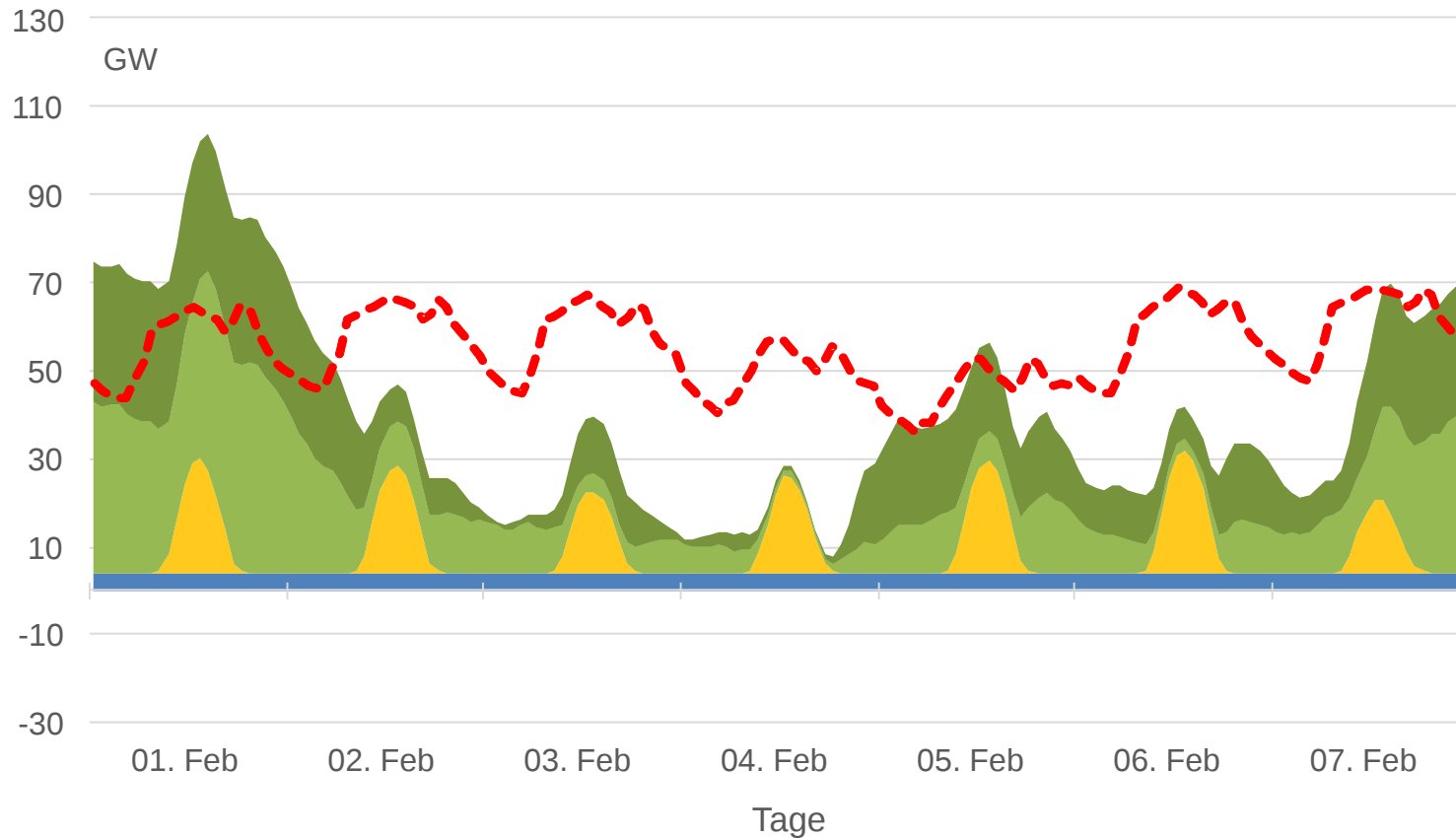
- Wind auf See
- Wind an Land
- Photovoltaik
- Wasserkraft

Handelsbilanz

- Importe

Beispiel: Szenario mit 86 % EE, Winter 2050

Situation am Strommarkt 01. bis 07. Februar – „Roh“



Verbrauch

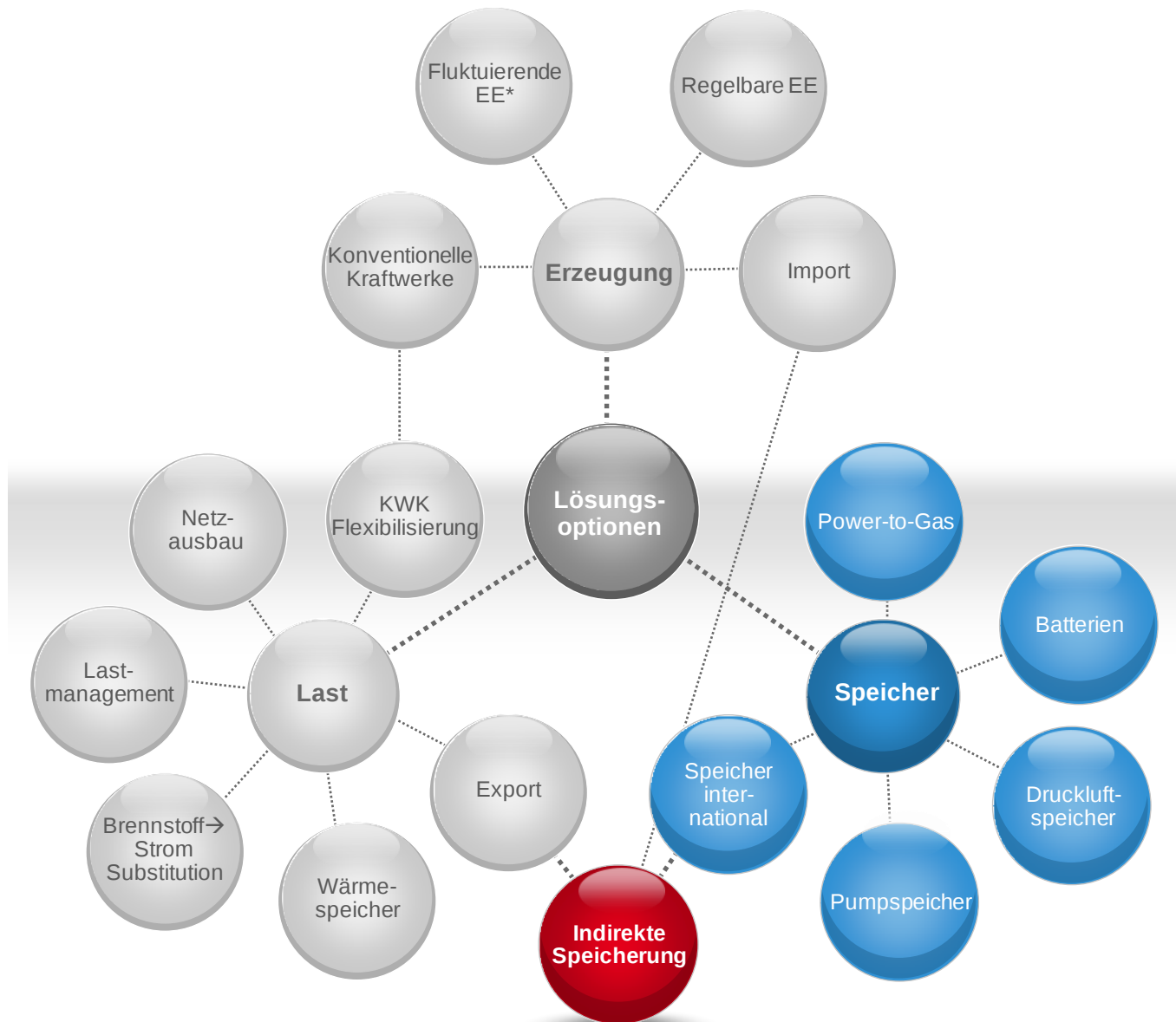
- Konv. Anwendungen
- Gesamt

Erzeugung

- Wind auf See
- Wind an Land
- Photovoltaik
- Wasserkraft

Handelsbilanz

- Importe



Räumliche Verschiebung

- Netz national
 - Übertragungsnetz für grossräumigen Ausgleich
 - Verteilnetz zur Unterstützung dezentraler Erzeugung
- Netz internationaler Ausgleich
 - Market coupling, Einbindung europäischer (Saisonal-)Speicherkapazitäten (NICHT HINREICHEND für Europa)
 - HGÜ sehr wenig Übertragungsverluste

Zeitliche Verschiebung – Erzeugungsseite

- Flexibilitätsoptionen vorhandener konventioneller Kraftwerke, KWK (Übergangstechnologie)
- Neue flexible Kraftwerke für Backup
- Abregelung von EE-Kapazitäten (kann bis zu wenigen % volkswirtschaftlich sinnvolle Lösung sein)
- PSKW – nur ca. 5 GW installiert, keine neuen in Sicht
- Keine nennenswerten SKW-Kapazitäten installiert, keine neuen in Sicht

Zeitliche Verschiebung - Nachfrageseite

- Flexibilität vorhandener Verbraucher → Frage von Anreiz und Wirtschaftlichkeit
 - Industrieprozesse
 - DL- Anwendungen (z.B. Kühlen, Pooling)
 - Private Haushalte (begrenzt, evtl Pooling?)
 - ...
- Neue Verbraucher, vor allem Wärmepumpen, EE-Fernwärme (PtH), Elektromobilität, H₂ – Elektrolyseure als Verbraucher

Zeitliche Verschiebung – Intermediäre

- Stromspeicher für Systemstabilisierung (Regelleistung)
 - Batterien auf unterschiedlichen Netzebenen, Netzstabilisierung, «Netzbooster»
 - Druckluftspeicher
 - Rotationsspeicher
 - ...
- H₂ und PtG für Rückverstromung
 - Backup-Kapazitäten, nur langfristig und bei sehr ambitionierten Zielsetzungen interessant

- 01 Flexibilitätsoptionen
- 02 Energie- und Wirkungsgradfragen
- 03 Kostenfragen
- 04 „Ideal“ gelöstes Stromsystem
- 05 Schlussfolgerungen

Wirkungsgrad- oder Speicherverluste bedeuten notwendig mehr Erzeugung!

- Netzverluste 2-8 % (Durchschnitt in D 4 %)
- HGÜ nochmals reduzierte Netzverluste (ca. 1 % / 1000 km)
- Flexibilität bei konv. Kraftwerken – wenige %-Punkte Wirkungsgrad
- PSKW ca. 70 %, steigerungsfähig (bis 80 % ?)
- Batteriespeicher – ca. 90 % Wirkungsgrad beim Ein- und Ausspeichern (unklar, wie sich Degradationseffekte zukünftig auswirken)

... you can't beat physics!

- Jeder Umwandlungsschritt kostet Energie → entsprechend mehr EE müssen produziert werden
- Transportverluste (insbesondere H₂)
- Langfristig darf kein fossiles C eingesetzt werden – grosse Unsicherheiten bei CO₂ aus Luftzerlegung
- Rückverstromung: nochmals Energieverluste

Wirkungsgrade Produktion synth. Energieträger	2020	2030	2050
H ₂ (H ₂ O) (Technologiemix Elektrolyse)	71 %	72 %	75 %
Rückverstromung H ₂ (FC)	50 %	52 %	56 %
Rückverstromung (GuD)	43 %	43 %	45 %
PtG (H ₂ O)	54 %	55 %	57 %
PtL (Fischer-Tropsch)	48 %	49 %	51 %

Technologieauswahl entscheidend für Strombedarf

Strombedarf inkl. Kraftstoffherstellung für verschiedene Antriebs- und Kraftstoffkombinationen (im Jahr 2050; in kWh pro 100 Fahrzeugkilometer)¹



Elektromotor
+ Batterie



Elektromotor
+ Brennstoffzelle



Verbrennungsmotor
+ Power-to-Liquid



Pkw-Bestand 2050¹

19 kWh



47 kWh



102 kWh

Effizienzpotenzial

17 kWh

Neufahrzeuge 2050²

38 kWh

82 kWh

Annahmen: Ladeverluste BEV: 8 %, Elektrochemische Wirkungsgrade: H₂:71 %, PtG: 54 %, PtL inkl. Raffination: 47 %

1. Verbräuche: BEV 16,8 kWh/100 km, FCV 0,8 kg/H₂/100 km, CNG 3,9 kg/100 km, Otto 5,5 l/100 km 2. Verbräuche: BEV 15,4 kWh/100 km, FCV 0,7 kg/H₂/100 km, CNG 2,9 kg/100 km, Otto 4,1 l/100km

Quelle: Prognos, BCG

Quelle: Prognos, BCG, Studie «Klimapfade für Deutschland», Grafische Aufbereitung: BCG

- 01 Flexibilitätsoptionen
- 02 Wirkungsgradfragen
- 03 **Kostenfragen**
- 04 „Ideal“ gelöstes Stromsystem
- 05 Schlussfolgerungen

BMWi, Entwurf des integrierten Energie- und Klimaschutzplans 2019

Technologien	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Stromerzeugung										
Braunkohle	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Steinkohle	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Erdgas – GuD	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Erdgas – GT	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
Wind auf Land (Starkwind)	1.190	1.180	1.170	1.160	1.150	1.140	1.130	1.120	1.110	1.100
Wind auf See	2.830	2.760	2.690	2.620	2.550	2.480	2.410	2.340	2.270	2.200
Photovoltaik – Freifläche	640	630	620	610	600	590	580	570	560	550
Photovoltaik – Dach	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	850
Batterie (je kWh)	435	420	405	390	375	360	345	330	315	300
Alkalischer Elektrolyseur	998	995	993	990	988	985	983	980	978	975
SOEC-Elektrolyseur ¹	2.090	2.079	2.069	2.058	2.048	2.037	2.027	2.016	2.006	1.995
PEM-Elektrolyseur ²	1.741	1.733	1.724	1.715	1.706	1.698	1.689	1.680	1.671	1.663

Hier sind «grosse» Batteriespeicher gemeint, «kleine» für PV-Anlagen im PHH-Sektor sind derzeit noch deutlich teurer; es werden aber ähnliche Zielkosten in 2030 erwartet.

Gestehungskosten (LCOP)



Bereitstellungskosten beim Endverbraucher

- Energie (Strom und Wärme)
- Rohstoffe
 - CO₂
 - Wasser
- Anlagenkosten
 - Kapitalkosten
 - Volllaststunden
 - Lebensdauer
 - Zinsen
- Betriebskosten
 - Wirkungsgrade

- Gestehungskosten (LCOP)
- Transport (→ GÜP)
- Produktverarbeitung und -aufbereitung (Raffination)
- Transport, Lagerung, Verteilung
- (Margen nicht enthalten)
- (Steuern, Abgaben, nur stromseitig berücksichtigt)

Strompreisbestandteile für Elektrolyseure (100 % EE-Strom)

PtX-Anlagen gelten als Letztverbraucher⁴ und haben daher grundsätzlich alle Stromnebenkosten zu tragen.

Stromsteuer⁵

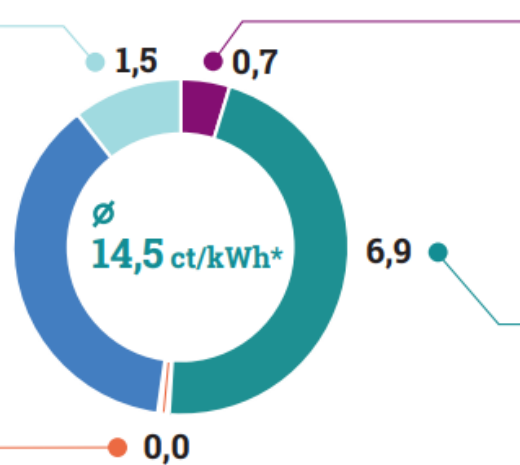
Verbrauchssteuer auf die bezogene Strommenge⁶

EE-Erzeugungskosten

Hier getroffene Annahme:
Stromgestehungskosten für Windenergie-
anlagen an Land (Prognose 2020)⁷

Netzentgelte⁸

Annahme:
Keine Netzentgelte



Netzentgeltgekoppelte Abgaben

KWKG-Umlage⁹, 0,29 ct/kWh
Konzessionsabgabe¹⁰, 0,11 ct/kWh
§ 19 StromNEV-Umlage¹¹, 0,25 ct/kWh
Offshore-Haftungsumlage¹²,
-0,002 ct/kWh
Abschaltbare-Lasten-Umlage¹³,
0,006 ct/kWh

EEG-Umlage

Dient der Finanzierung der Förderung der
Stromerzeugung aus EE. Die Finanzierung
erfolgt derzeit rein innerhalb des Stromsektors.

* beispielhafter Strompreis für mittelständische Industrie mit 160.000 bis 20 Mio. kWh/a, ohne Umsatzsteuer; eigene Berechnung auf Basis von dena (2018b), BDEW (2018a).

Quelle: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9264_Power_to_X_Strombezug.pdf

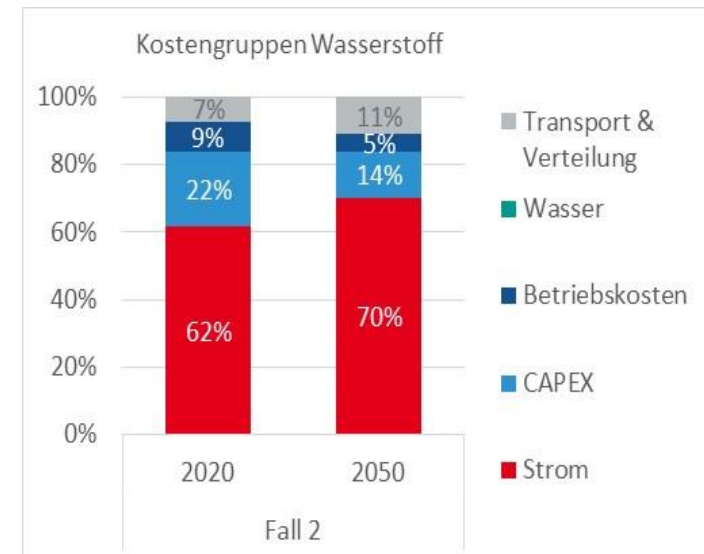
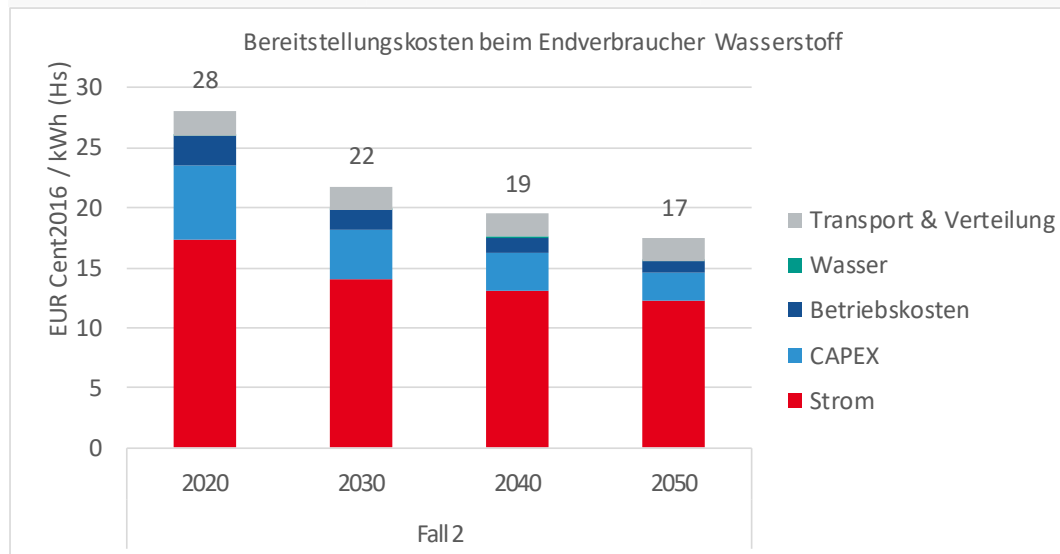
Stromkosten Elektrolyseure	Fall 1	Fall 2	Fall 3
	Wind Onshore Inselsystem	Wind Offshore Inselsystem	EE Netzbezug
VLH Elektrolyse	3.000	3.500	4.000
Stromkostenbestandteile	Lokales Netz	Offshore-Netzanbindung	Stromsteuer, EEG-Umlage
Stromkosten 2030: EUR Cent ₂₀₁₆ / kWh	7,96	10,11	12,04

VLH: Volllaststunden

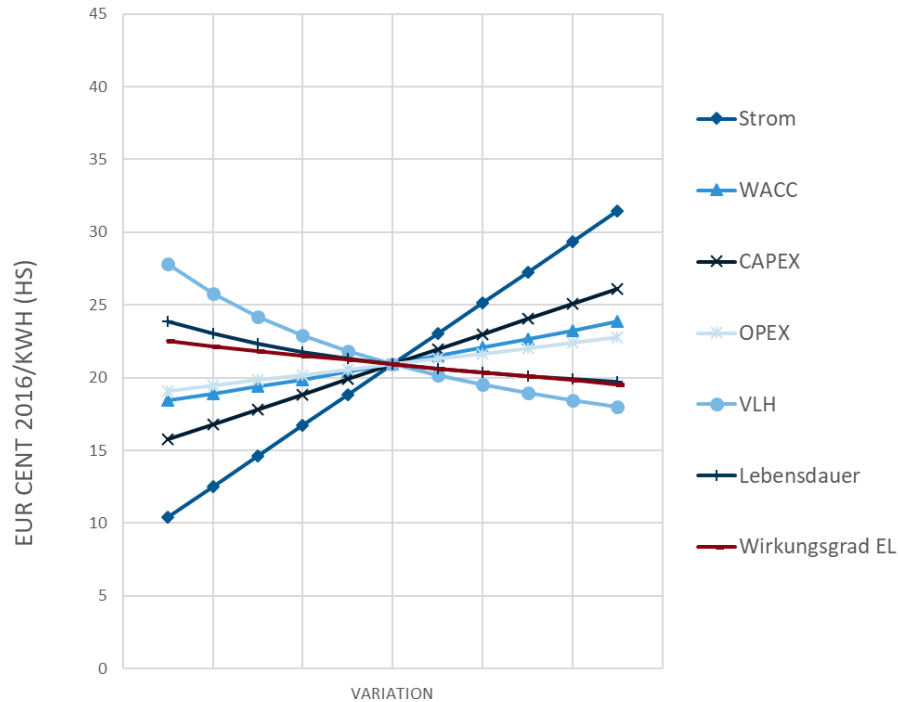
Kosten Wasserstoff (PtG), Deutschland – vorläufige Werte (Veröffentlichung der Studie für Sommer 2019 geplant)

→ Kostenbandbreite für drei Stromerzeugungsfälle in Deutschland (2030: 7,96 bis 12,04 ct/kWh_{el})

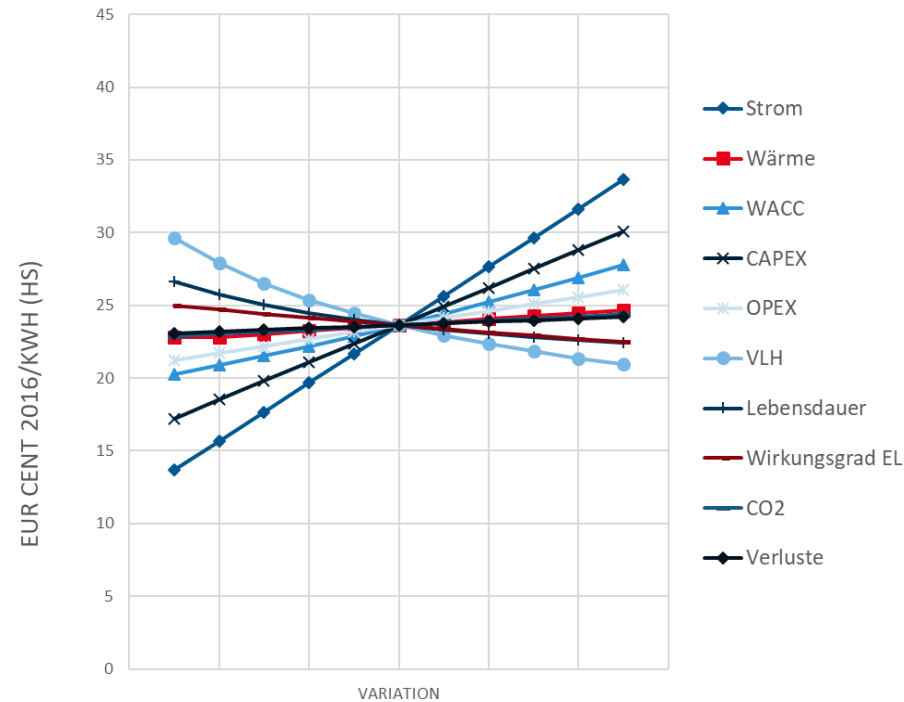
Fall 1 - Wind Onshore Insel	Fall 2 - Wind Offshore Inselsystem	Fall 3 - EE Netzbezug
3.000 Vlh	3.000 Vlh	4.000 Vlh
Verkabelung Onshore	Verkabelung Offshore	Stromsteuer + EEG-Umlage



SENSITIVITÄTEN WASSERSTOFF

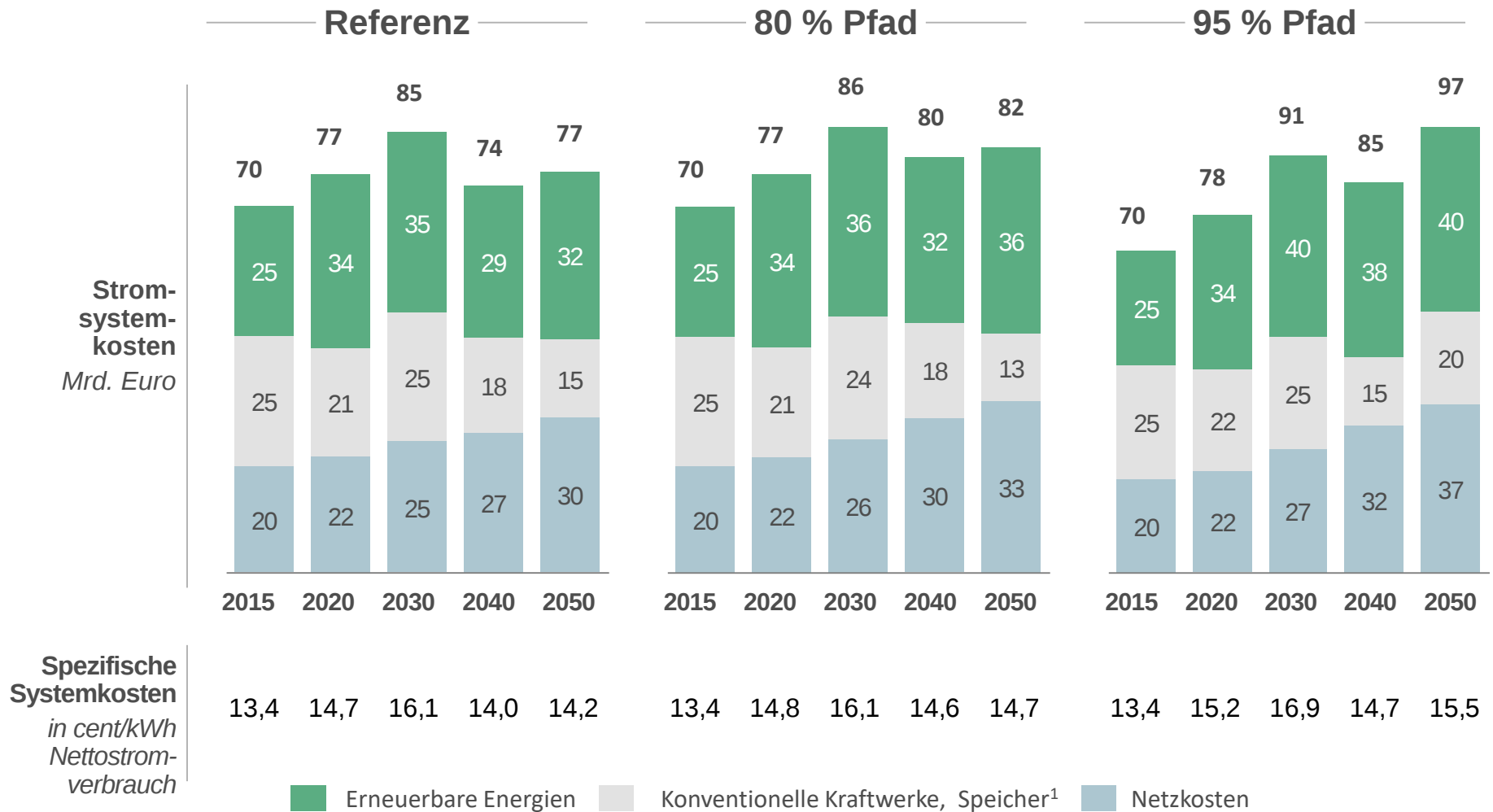


SENSITIVITÄTEN METHAN



Größe		Variation (um mittleren Referenzfall 2020)											
Stromkosten	EUR/kWh_el	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	
WACC	%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	
CAPEX	Variation-%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%	
VLH Elektrolysen	h/a	3000	3400	3800	4200	4600	5000	5400	5800	6200	6600	7000	
VLH Synthesen	h/a	7250	7400	7550	7700	7850	8000	8150	8300	8450	8600	8750	
Lebensdauer Elektrolysen	h	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	
Lebensdauer Elektrolysestack	h	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	
Lebensdauer Synthese	h	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	
Mittl. Wirkungsgrad Elektrolyse	% Hs	66%	67%	68%	69%	70%	71%	72%	73%	74%	75%	76%	

- Die Kosten der PtG Erzeugung sind heute noch hoch, weisen aber deutliche Senkungspotenziale auf. Strombasierte Energieträger bleiben aber auch langfristig vergleichsweise **teuer**. → **1:1-Substitution gasförmiger oder flüssiger Energieträger ist nicht sinnvoll.**
- Die Erzeugung von THG-neutralen Kohlenwasserstoffen im Ausland ist (im Gegensatz zu Wasserstoff) bei Berücksichtigung der Transportkosten mit Kostenvorteilen verbunden.
- Kosten für PtG-Methan liegen **ca. 50 %** über denen von PtG-Wasserstoff. Insbesondere Kosten der CO₂-Abscheidung aus der Luft sind mit hohen Unsicherheiten behaftet.
- Die **Stromkosten, Volllaststunden und Capex** des Elektrolyseurs stellen die größten Einflussfaktoren auf die Gestehungskosten strombasierter Energieträger dar.
- Bei den **Elektrolyseuren** werden im Vergleich zu Synthesen die höchsten Kostendegressionen erwartet.



... sind eigentlich nur szenarisch zu klären.

Ergebnisse aus BDI Klimapfade 80% -Pfad:

- Die grössten Kosten(steigerungen) sind bis 2030 zu tragen, da bei der EE-Erzeugung noch „Altlasten“ langsam abgetragen werden
- Der starke mengenmässige Aufwuchs der EE ist mit weiteren Kostendegressionen verbunden und führt dann insgesamt ab ca. 2030 zu praktisch konstanten Teil-Systemkosten.
- Der Netzausbau und die Investitionen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität (Batterien, Druckluftspeicher, Regelenergielösungen etc.) führen zu einer Steigerung der entsprechenden Kosten des Teilsystems „Netz“ um ca. 50 %.
(4 ct - 6 ct)
- 95 %-Pfad: Die Backup-Kapazitäten werden mit aus EE hergestelltem PtX betrieben – entsprechend muss die EE-Kapazität bis 2050 um ca. 200 TWh gegenüber dem 80%-Pfad erhöht werden, was sich (absolut und spezifisch) in den Kosten des EE-Parks widerspiegelt. Der „konventionelle“ Park enthält entsprechend die Produktionskosten des Anlagenparks von PtG (ohne Stromkosten, da diese bereits im EE-Park abgebildet sind).

- 01 Flexibilitätsoptionen
- 02 Wirkungsgradfragen
- 03 Kostenfragen
- 04 „Ideal“ gelöstes Stromsystem
- 05 Schlussfolgerungen

Nachfrage – und Angebotsseite entwickeln sich gemeinsam

- Strukturwandel, Effizienztechnologien → Reduktion (unflexible) Nachfrage; Reduktion Spitzenlast
- Neue Verbraucher, Wärmepumpen, Elektromobilität → Erhöhung Nachfrage, in grossen Anteilen flexibilisierbar (eigene Regeln)
- Weitere Verbraucher in geringen Anteilen flexibilisierbar (DSM, Pooling, industrielle H₂-Produktion ← Zielkonflikt mit gewünschten Laufzeiten und Kosten)
- Erhöhung des Anteils wetterabhängiger EE → Notwendigkeit flexibler „Rest“-Produktion, Backup-Kapazitäten insbesondere für den Winter
- PV-Anlagen mit Batterien glätten das Einspeiseprofil und tragen zu Flex-Optionen bei
- KKW-Ausstieg, Kohleausstieg
→ Reduktion sowohl inflexibler als auch flexibler Kapazitäten
- Verschiebung der räumlichen Verhältnisse zwischen Angebot und Nachfrage → Netzausbau notwendig und günstigste „Flexibilitätsoption“
- System muss „smart“ und effizient betrieben werden.

Flexible Verbraucher

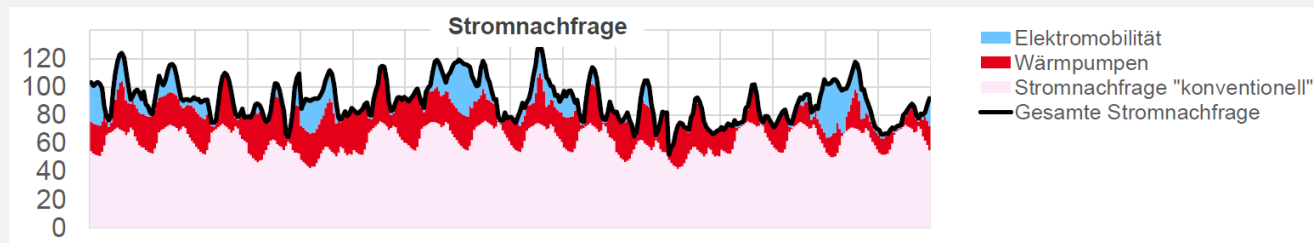
- Unterscheidung in klassische, inflexible Stromverbraucher (Lastprofile-Modul) und flexible Stromverbraucher
- Anwendungen mit hohem Potenzial für Flexibilisierung:
 - Elektrofahrzeuge (BEV, PHEV, LNF):
 - lange Stehzeiten
 - Batteriespeicher reichen bei einer durchschnittlichen Fahrleistung für mehr als 1 Woche
 - Verbrauchsschwerpunkt im Winter
 - Wärmepumpen:
 - Verbrauchsschwerpunkt in den Wintermonaten (Spitzenlast)
 - Flexibilität durch Gebäudetragheit und allenfalls Wärmespeicher
 - Klimatisierung: wachsende Bedeutung durch Klimaänderung
 - Langfristig: Power-to-Heat und H₂-Elektrolyse und weitere Anwendungen
- Inputgrößen Elektrofahrzeuge
 - Jährlicher Strombedarf und stündliches Fahrprofil
 - Temperaturabhängigkeit : bis zu 50% Mehrverbrauch an sehr kalten Tagen
 - Flexibilität: Anteil inflexibler Fahrten (lange Fahrten, kein Netzanschluss usw.)
- Inputgrößen Wärmepumpen
 - Stündlicher Strombedarf an Raumwärme/Warmwasser
 - Flexibilität: Anzahl WP mit Wärmespeichern, Speichergrosse



Modellkern: Flexible Verbraucher

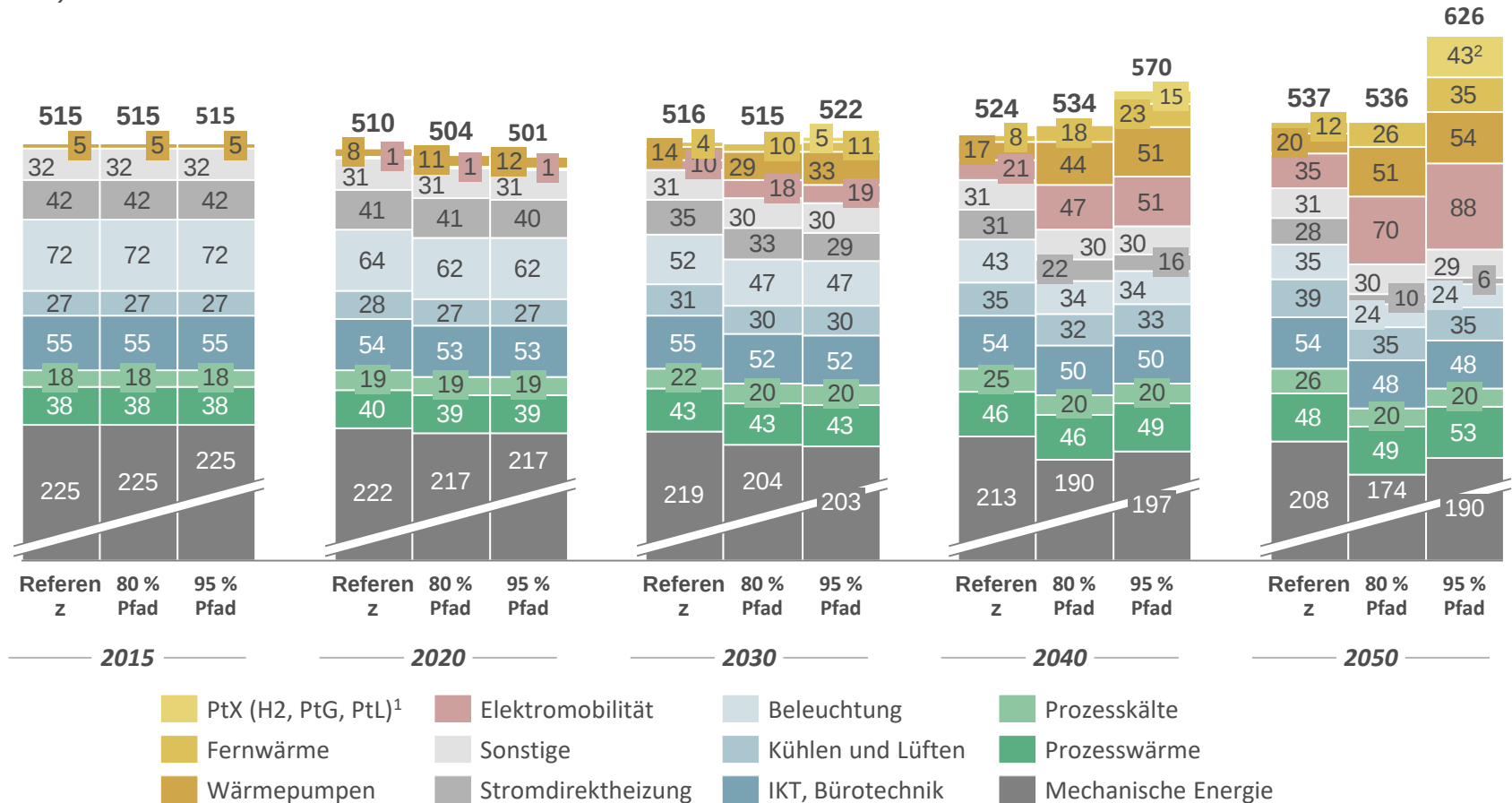
- Flexible Stromverbraucher können auf Strommarktsignale reagieren
 - Stromverbraucher können auf Strommarktsignale reagieren und flexibel geladen werden (müssen aber nicht)
 - Grad der Flexibilität ist abhängig von Szenario
 - Berücksichtigung von Restriktionen, welche die Flexibilität einschränken: Nachfrageprofil (z.B. Fahrprofil, Wärmeprofil), Netzanschluss, Speichergrösse
- Wirkung von flexiblem Einsatz
 - Systemoptimierung (bezogen auf Leistungsbilanz)
 - Glättung der Residuallast
 - Reduktion von Lastspitzen und Laststruktur (Veränderungen der Last)

Bsp.: Einsatz von WP und Elektrofahrzeugen während zwei Februarwochen (Bsp. Deutschland):



Quelle: BCG & Prognos: Klimapfade für Deutschland (2018)

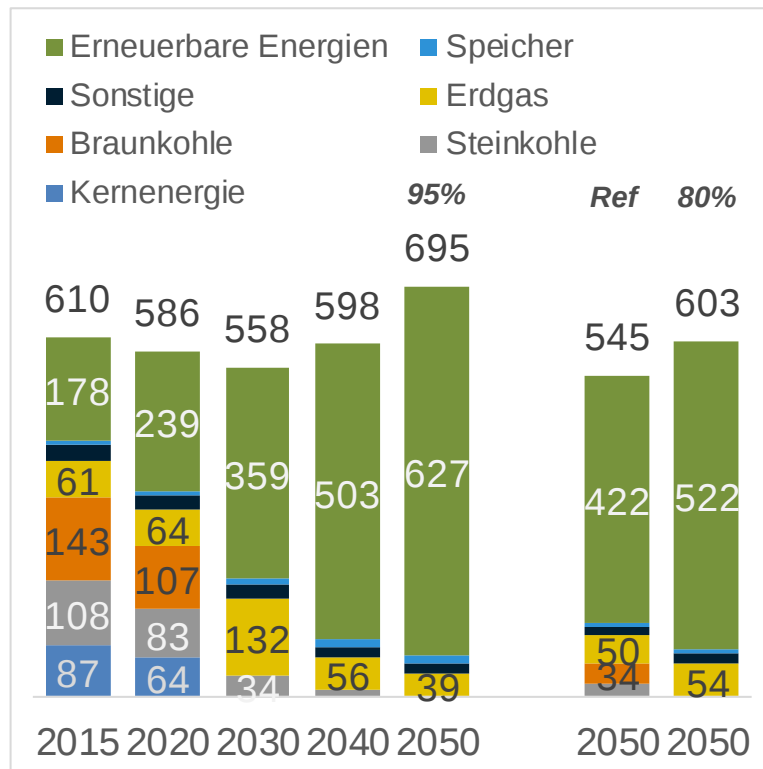
Nettostromverbrauch¹ nach Anwendungen (EEV) (TWh)



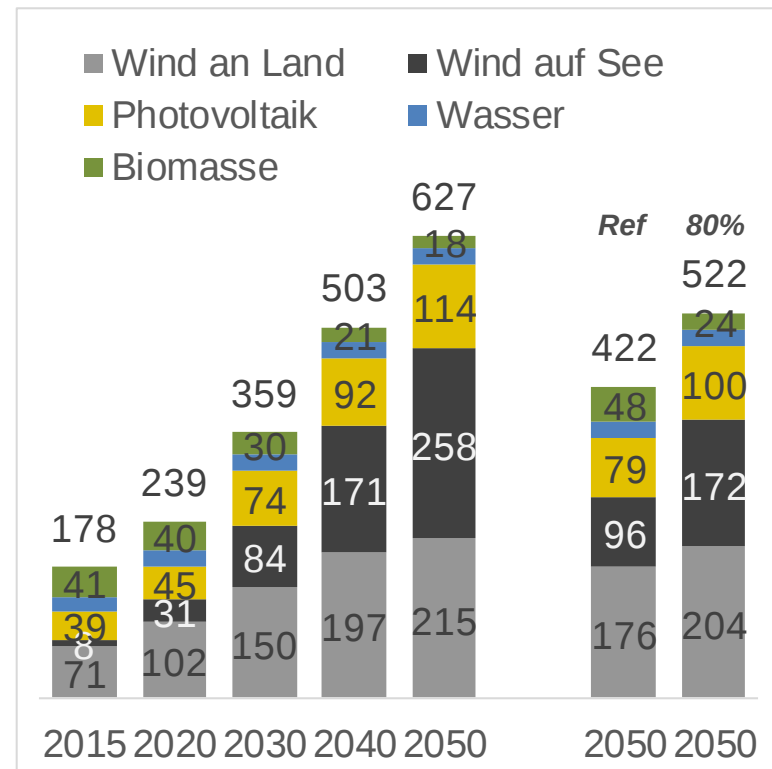
1. Nettostromverbrauch = Nettostromerzeugung – Abgeregelte Strommengen – Exportsaldo – Speicherbedarf – Netzverluste – PtG-Inlandserzeugung für Stromerzeugung
2. Ohne den Stromverbrauch für die inländische Power-to-Gas Erzeugung für die Stromerzeugung (22 TWh für 13 TWh PTG), der nicht Teil des Nettostromverbrauchs ist.
Quelle: Prognos, BCG

- Rückgang der Kohlestromerzeugung, vollständiger Ausstieg in 80% und 95% Szenarien
- Deutlicher Anstieg der Stromerzeugung bei starker Dekarbonisierung auf etwa 700 TWh (84% davon aus fluktuierenden erneuerbaren Energien: Wind und PV)

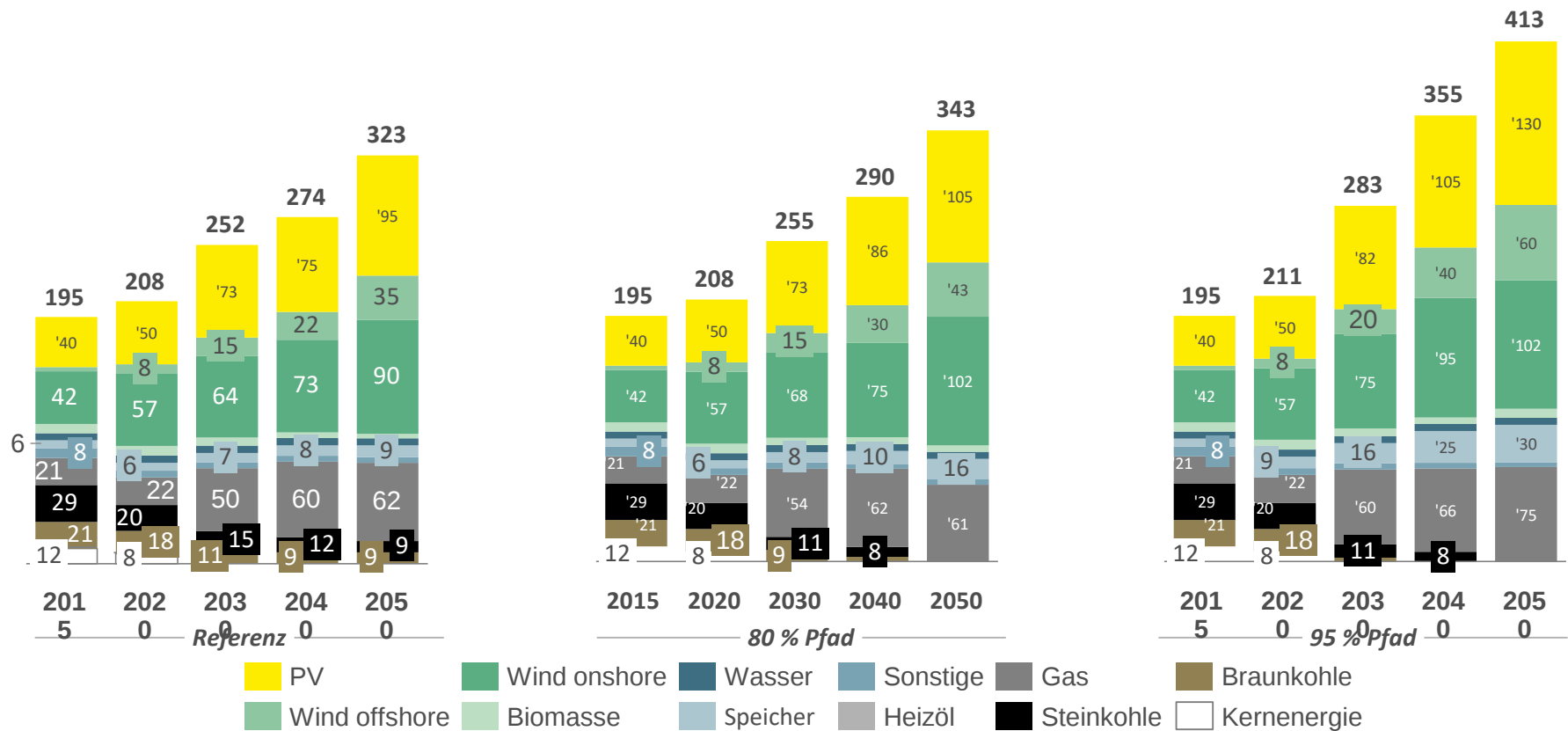
Gesamt



Erneuerbare Energien



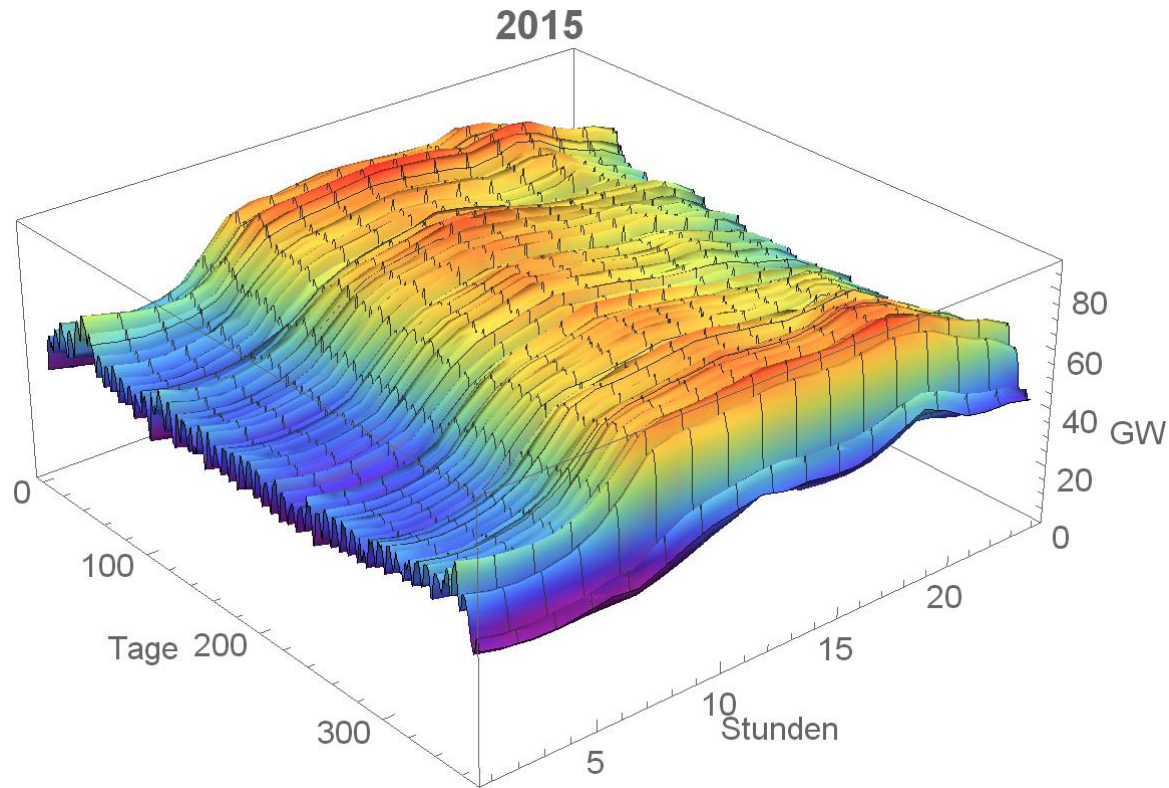
Erzeugungskapazitäten (GW)



Quelle: Prognos, BCG

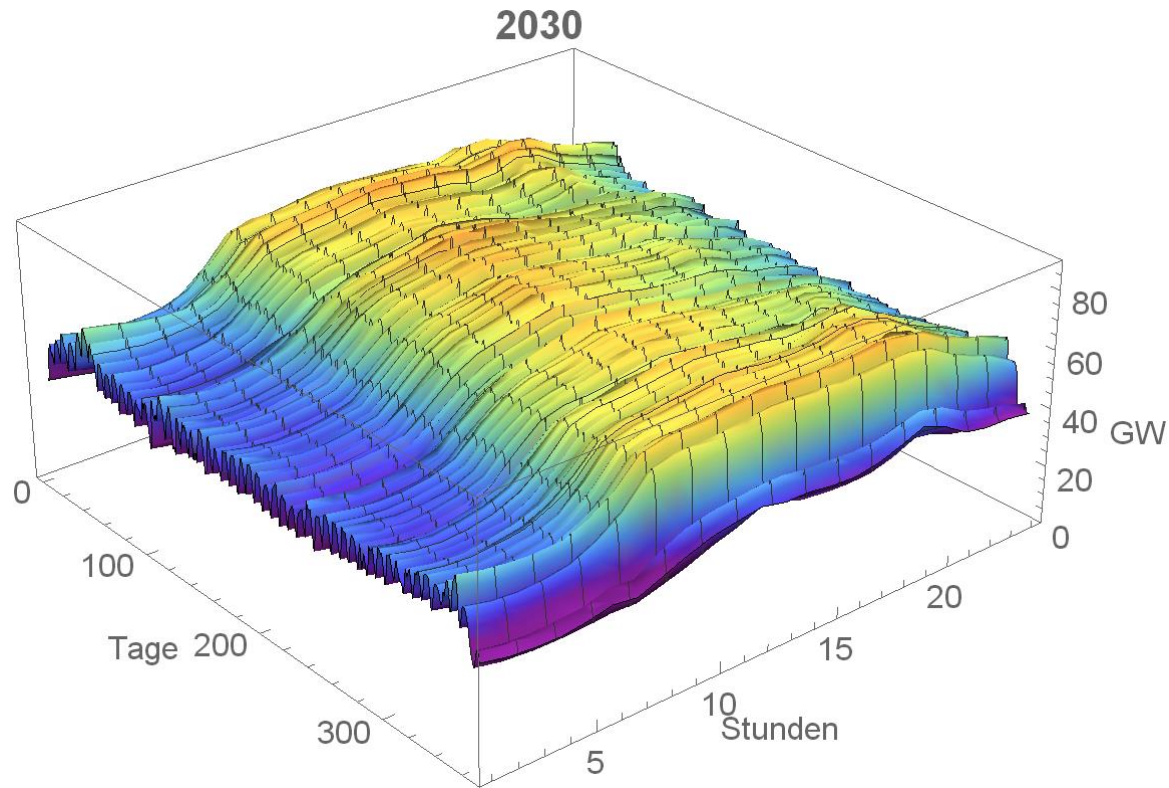
Inflexibler Stromverbrauch: Veränderung des Lastprofils

- Status-quo



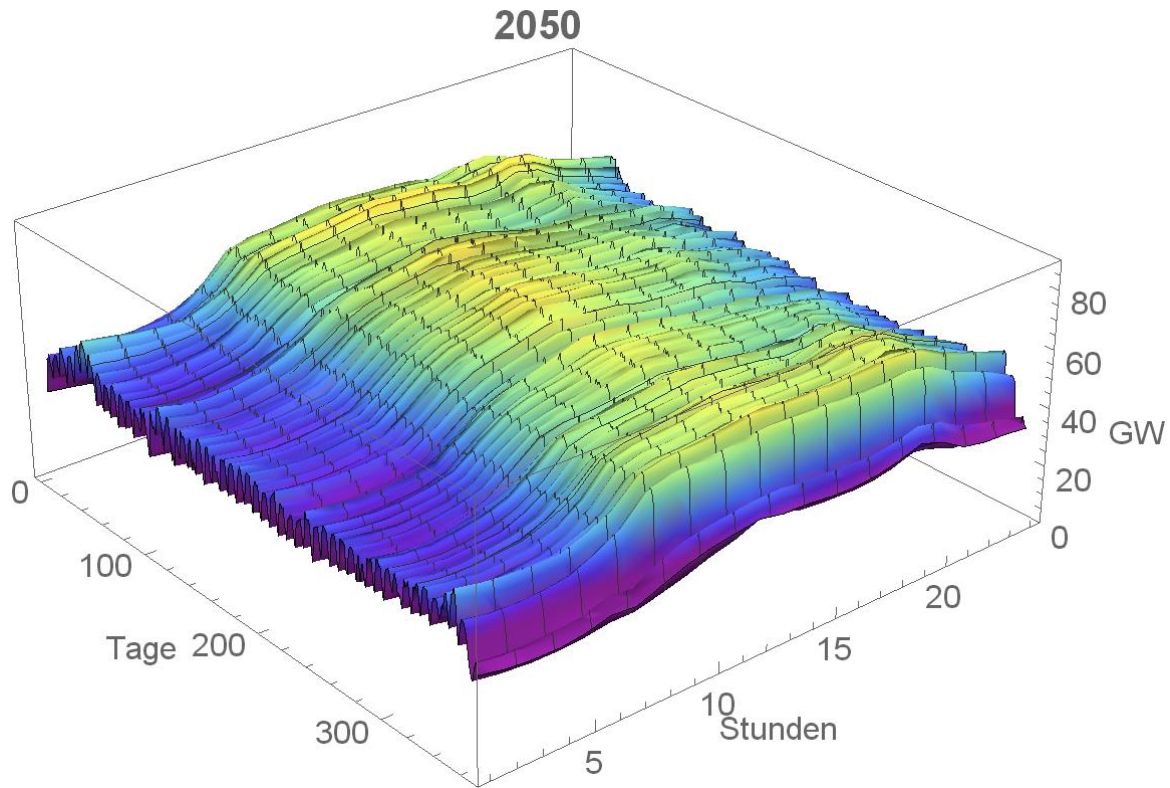
Quelle: Prognos & BCG, Klimapfade für Deutschland (2018), Szenario N 80, eigene Darstellung

Inflexibler Stromverbrauch: Veränderung des Lastprofils



Quelle: Prognos & BCG, Klimapfade für Deutschland (2018), Szenario N 80, eigene Darstellung

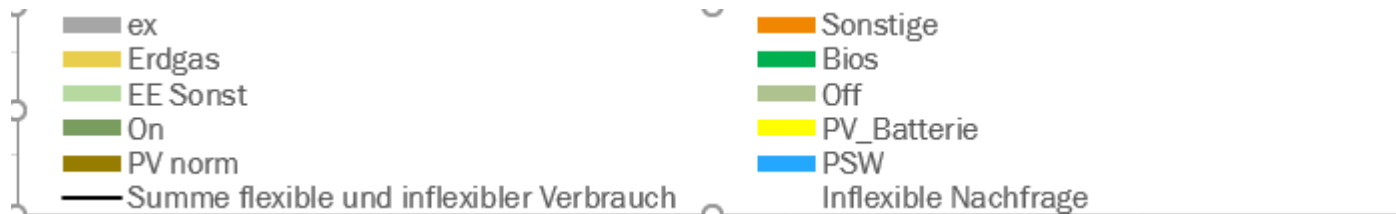
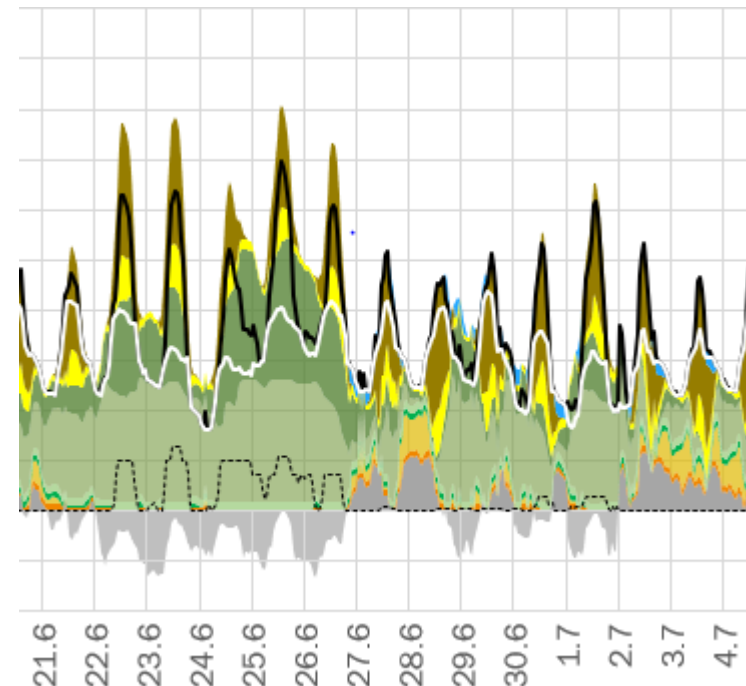
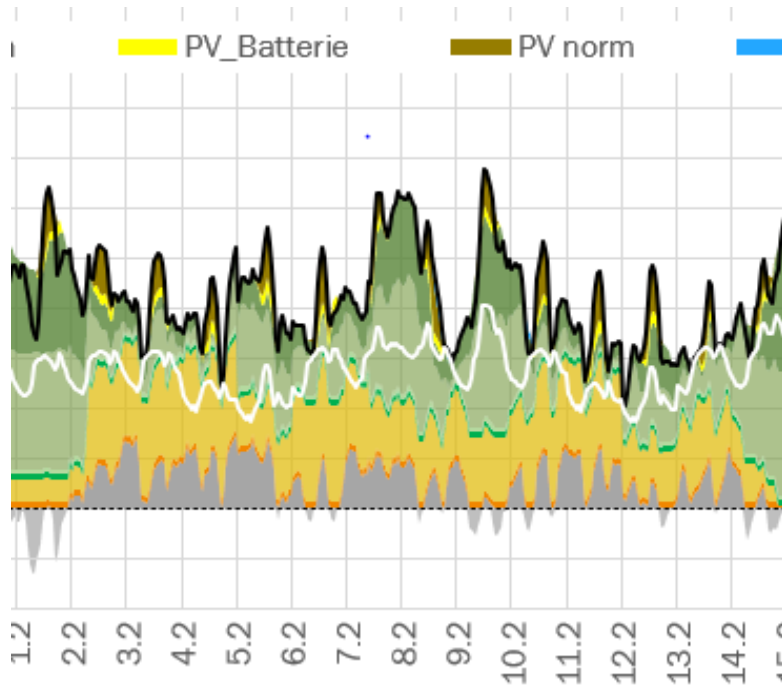
Inflexibler Stromverbrauch: Veränderung des Lastprofils



Quelle: Prognos & BCG, Klimapfade für Deutschland (2018), Szenario N 80, eigene Darstellung

1.2.-14.2., kalt, «Dunkelflaute»

21.6.-4.7.



Wenig zusätzliche Flex-Optionen nötig

- Bei ca. 650 TWh Gesamterzeugung sind nur ca. 100 TWh an regelbarer Erzeugung notwendig
- 47 TWh der regelbaren Erzeugung basiert auf Gas → ca. 100 TWh je nach Klimazielanforderung fossil oder synthetisch (aus heutiger Sicht günstigste Lösung; ggf. Co-Verbrennung von H₂)
- Falls synthetisch: ca. 200 TWh mehr EE-Erzeugung notwendig, um die Mengen herzustellen
- Rest Abfall, kleine Mengen Biomasse, Pumpspeicher
- Ca. 10 GW Batteriespeicher (gross und klein), davon ca. 33 % aus kleinen PV-Speichersystemen, ohne Elektromobilität
- PV-Speicher glätten die Einspeisung
- Ca. 11 GW Elektrolyseur-Leistung, 3000 Vlh „teil-flexibel“
- Kaum Abregelung nötig (2 %), kaum „Überschussstrom“ vorhanden
- Flexibilitätspotenziale bei Emob und WP (2 h Zwischenspeicher) zwingend nötig (ca. 50 %)
- Leistungsfähiges Netz (Übertragungs- und Verteilnetzebene) ist Voraussetzung
- Marktliche Anreize für effizienten Einsatz der flexiblen Elemente nötig.

- 01 Flexibilitätsoptionen
- 02 Wirkungsgradfragen
- 03 Kostenfragen
- 04 „Ideal“ gelöstes Stromsystem
- 05 Schlussfolgerungen

Kurzfristig: Nutzung des Vorhandenen

- Nutzung der Regelpotenziale der verbleibenden konventionellen Kraftwerke.
- Netzausbau zum räumlichen Ausgleich, Ermöglichung verlustarme Direktnutzung EE
- Internationale Projekte, Im-/Exportpotenziale, Market Coupling etc.
- Aufbau Speicher (PtH-)Kapazitäten in Fernwärmenetzen

Kurz- bis mittelfristig:

- Anreiz von diversen Flex-Potenzialen auf Nachfrageseite durch Marktsignale (z.B. Regelenergiemärkte?) → effizienter Ausbau
- Aufbau Speicherkapazitäten (u.a. PV-Kombianlagen) auf verschiedenen Netzebenen.
- Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität mit Flex-Potenzialen
- Anforderungen an Speicherkapazität beim Ausbau von Wärmepumpen

Langfristig orientiert (aber jetzt anfangen)

- H₂ als Option zum Einsatz in industriellen Prozessen (Chemie, Stahl) entwickeln, Flex-Potenziale explorieren
- PtG kann langfristig als „Langfrist-Speicher“ für die Back-up-Produktion bei sehr ambitionierten Zielen eine Rolle spielen, im EEV eher unwahrscheinlich.
- Technologiekonkurrenz und Technologieentwicklung, z.B. von H₂-SLV etc. mit geeigneten Instrumenten zur Marktreife bringen → „Gewinner“ oder „Nischen“
- Achtung: Flexibilität ist kein Ersatz für Effizienz!

Anreizsysteme notwendig - kostengünstig und energieeffizient

- Anreizsysteme für systemdienliche Nachfrage bei WP und Emob ausprobieren und entwickeln
- Unterschiedliche Technologiereifegrade → unterschiedliche Unterstützung bis zu „Wettbewerbsfähigkeit“ notwendig
- Technologieoffenheit bei Anreizsystemen kann helfen, die wirtschaftlich effizienteste Lösung zu finden, aber ...
 - Gefahr von lock-in-Effekten bei Infrastruktur (zu viel oder zu wenig) → begleitende Planungen, Monitoring
 - Risiken von gestrandeten Investitionen (müssen ggf. eingegangen werden)
 - „Energetische Kosten“ sollten berücksichtigt werden – unvermeidliche Wirkungsgradverluste führen zu weiteren Notwendigkeiten von EE-Zubau (Flächenrestriktionen?)
- Gefahr der Förderung von „Überkapazitäten“ vermeiden
- Herausforderung: Systeme müssen „smart“ und „sicher“ sein – Regulationssysteme müssen diese Anforderungen widerspiegeln!

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Dr. Almut Kirchner

Direktor, Partner

Leitung Bereich Energie- und Klimaschutzpolitik

Leitung Kompetenzzentrum Modelle

prognos | St. Alban-Vorstadt 24 | CH-4052 Basel

Tel: +41 61 3273-3 31

Fax: +41 &1 3273-300

E-Mail: almut.kirchner@prognos.com

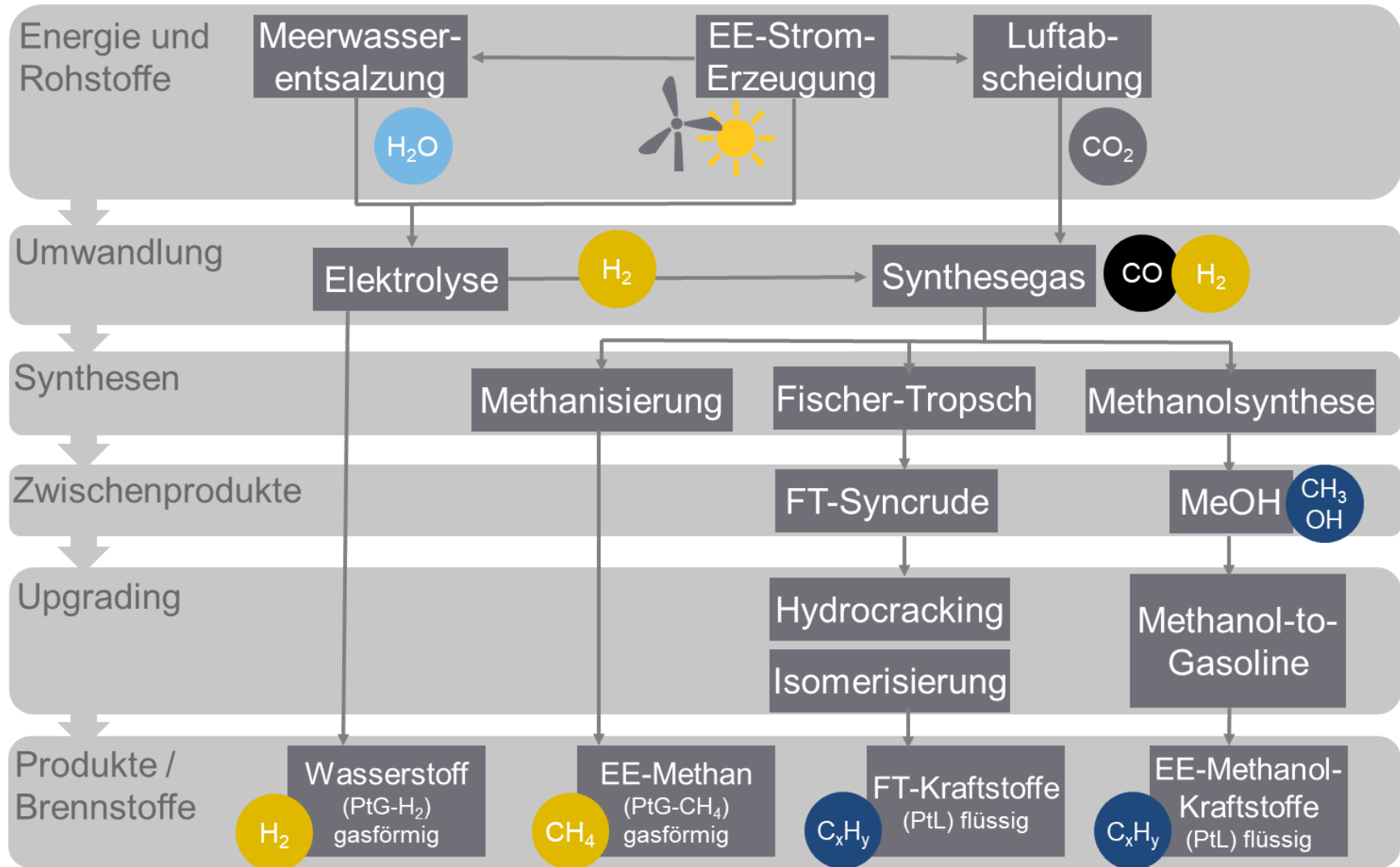
Backup

Potenziale sind bundesweit begrenzt

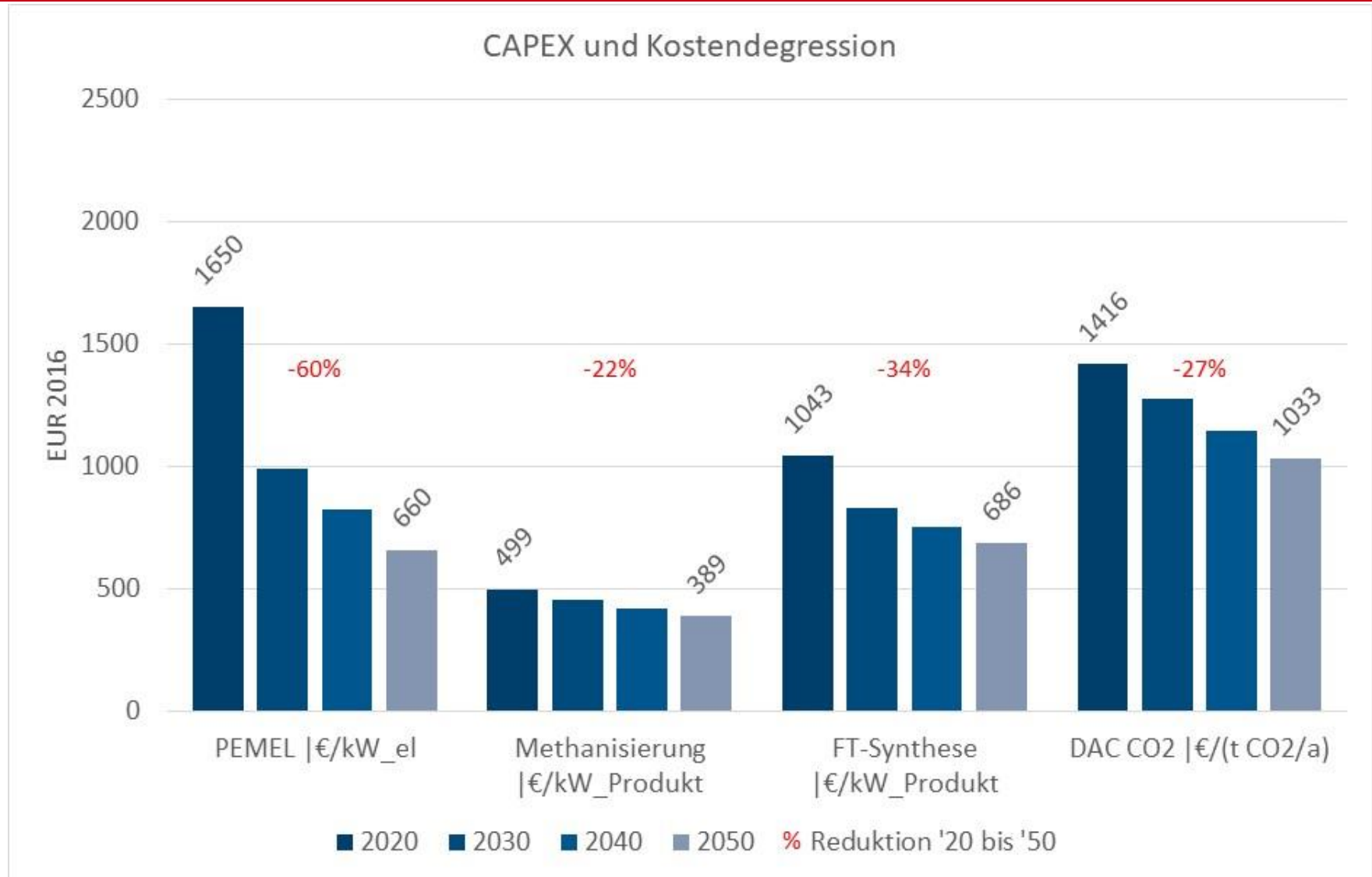
- EE-Strom in D: Abschätzung: ca. 800 TWh EE-Strom bis 2050 erschließbar
 - 2 % Landesfläche Wind Onshore (120 GW)
 - Aktuelle Flächenentwicklungsplanung offshore
 - Hälfte des theoretischen Potenzials für Aufdach-PV
 - Potenzial für Freiflächenanlagen schwankt enorm, Randflächenpotenzial (Autobahnen etc.) «sollte hinreichen»
- Nachhaltig verfügbare Biomassen:
 - Potenzialbegrenzung 900 – 1300 PJ (versch. Quellen)
 - Waldresthölzer
 - Reststoffe
 - Anbaubiomassen umstritten
- → Biomasse ist kein «Joker», sondern muss sehr effizient und effektiv eingesetzt werden! (BDI-Studie: Prozesswärme Industrie, sehr wenig regelbare Stromerzeugung)

Auszug aus der Studie «Transformationspfade für synthetische Energieträger» (Arbeitstitel),

Im Auftrag des BMWI, Publikation voraussichtlich im Sommer 2019.
Diese Ergebnisauszüge sind freigegeben.

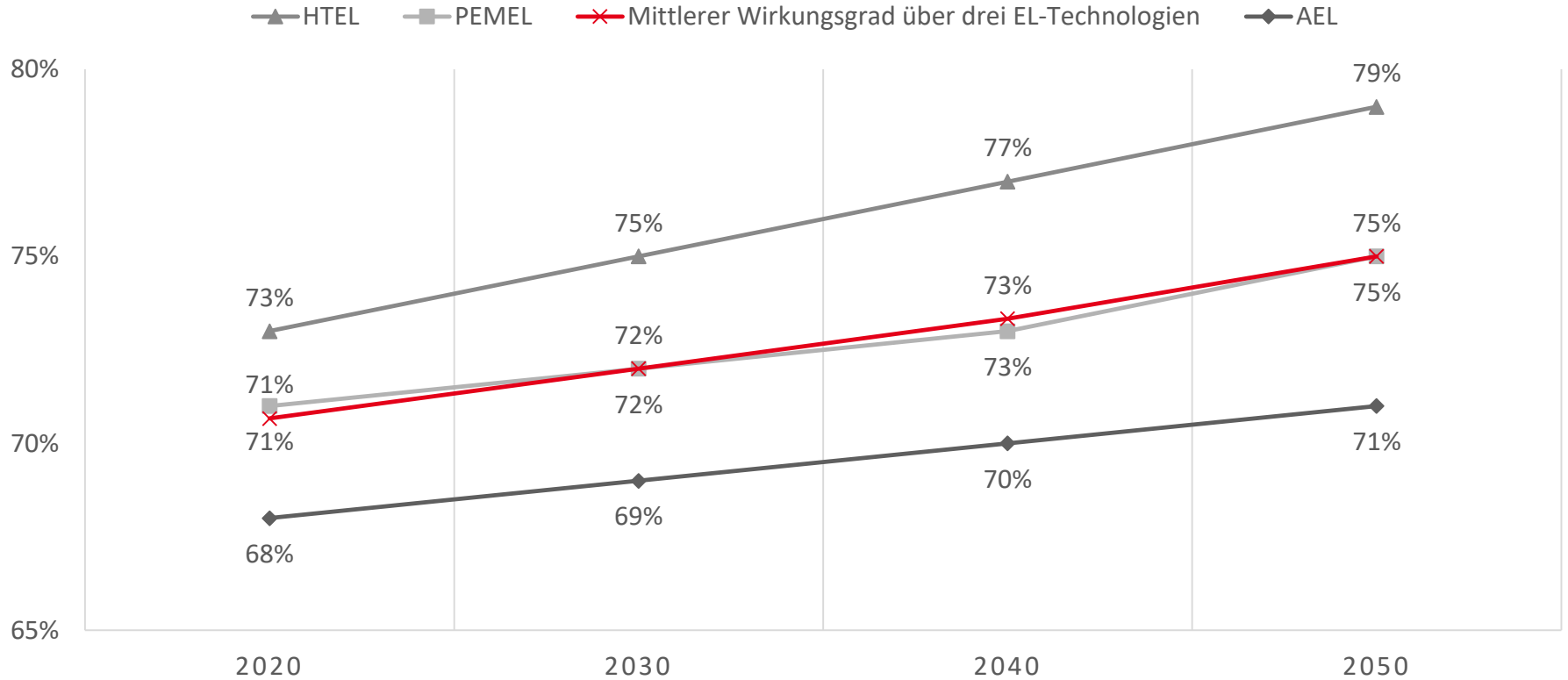


PtX: Power-to-X (Oberbegriff für strombasierte chemische Energieträger) | FT: Fischer-Tropsch | EE: Erneuerbare Energien | PtG: Power-to-Gas (Oberbegriff für strombasierte, gasförmige Energieträger) | PtL: Power-to-Liquid (Oberbegriff für strombasierte, flüssige Energieträger)



PEMEL: Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse | FT: Fischer-Tropsch | DAC: Direct-Air-Capture (CO2-Luftabscheidung)

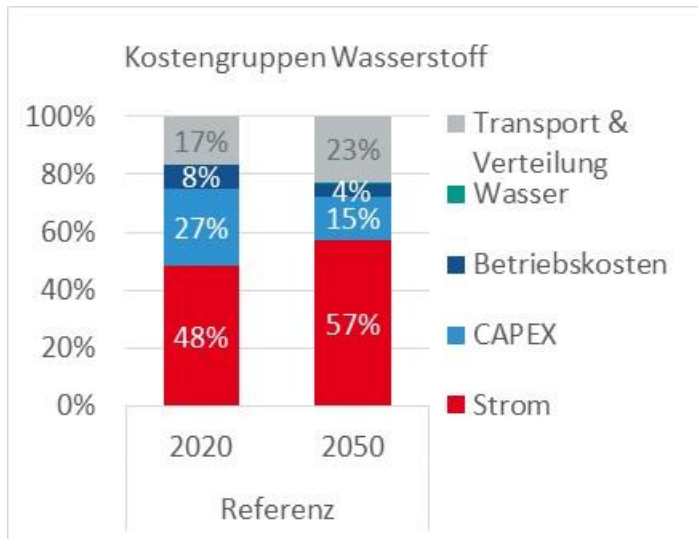
ELEKTROLYSEWIRKUNGSGRAD (BRENNWERTBEZOGEN)



HTEL: Hochtemperatur-Elektrolyse (Festoxid) | PEMEL: Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse | AEL: Alkalische Elektrolyse |
EL: Elektrolyse

→ Stromkostenbandbreite für den Fall MENA, Wind / PV mit 5000 VLH (2030: 5,4 bis 7,5 ct/kWh_{el})

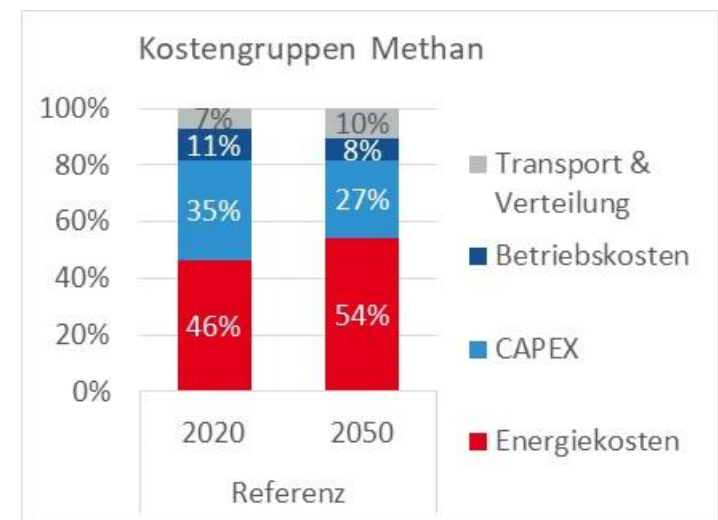
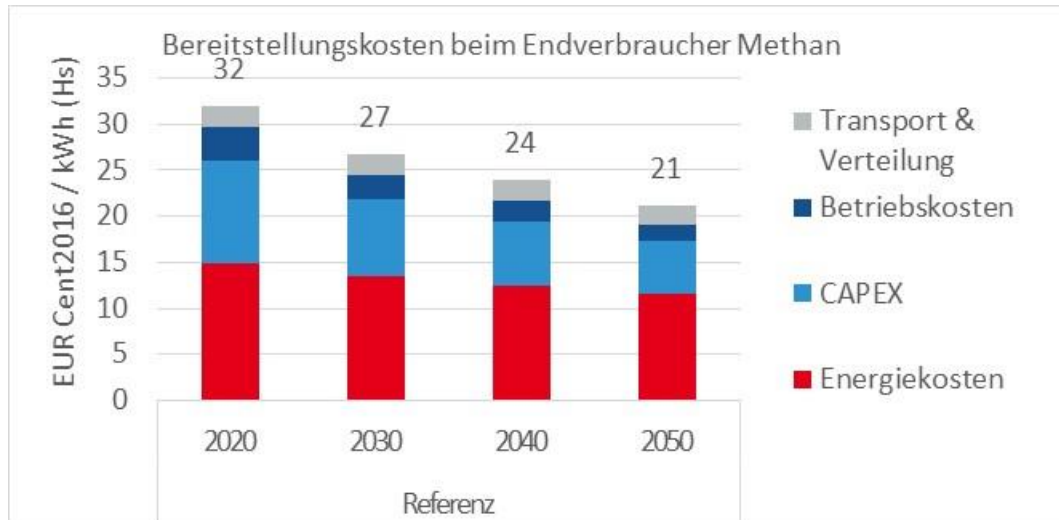
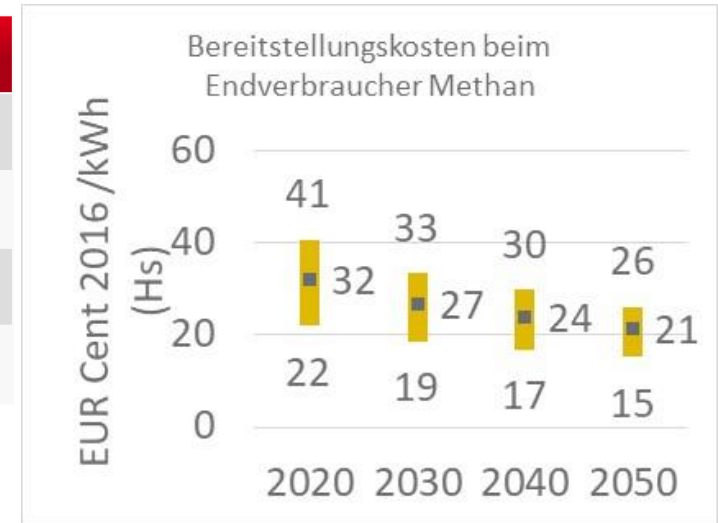
Unterer Rand	Referenz	Oberer Rand
5.200 Vlh	5.000 Vlh	4.800 Vlh
WACC: 6%	WACC: 10%	WACC: 12%
Netzanbindung: 1 ct/kWh		
4.000 km Pipelinetransport		



WACC: Weighted Average Cost of Capital | H_s: Brennwert | NECP: Nationaler Energie- und Klimaplan

→ Stromkostenbandbreite für den Fall MENA, Wind / PV mit 5000 VLH (2030: 5,4 bis 7,5 ct/kWh_{el})

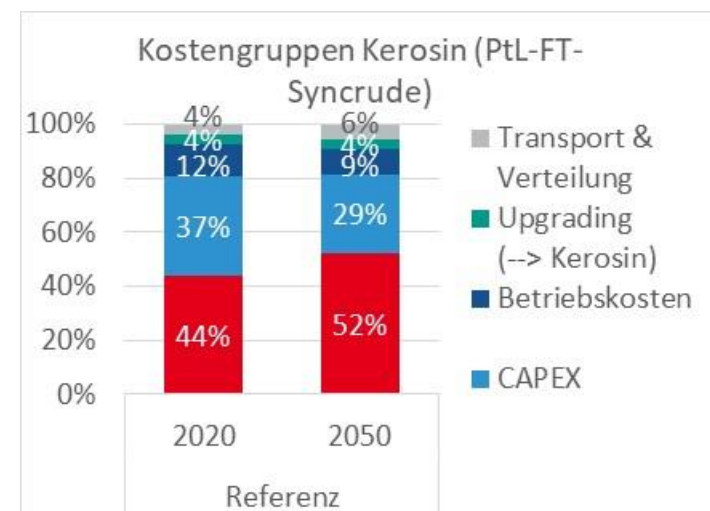
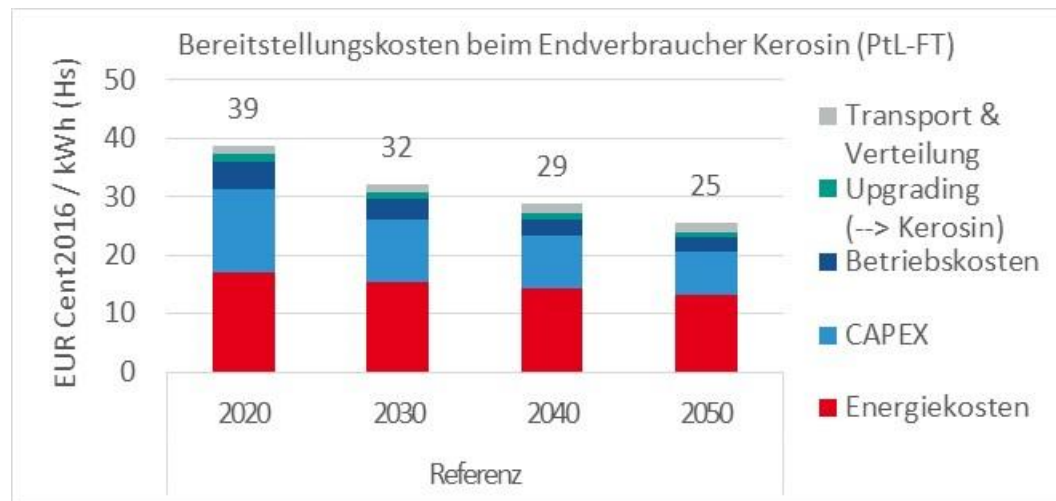
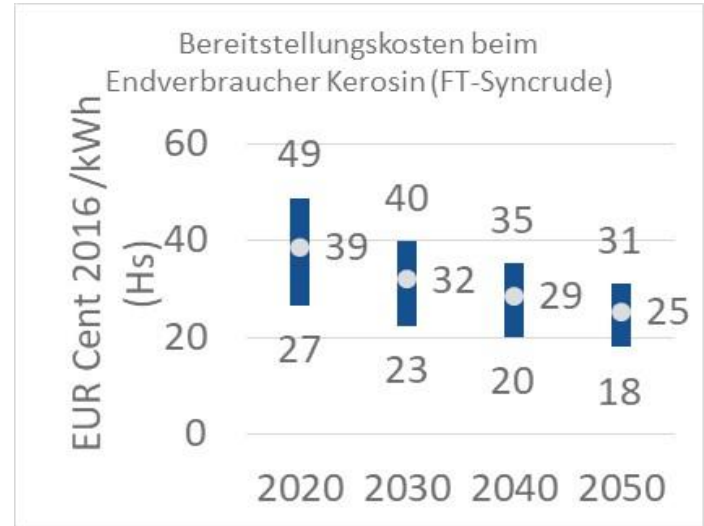
Unterer Rand	Referenz	Oberer Rand
5.200 Vlh	5.000 Vlh	4.800 Vlh
WACC: 6%	WACC: 10%	WACC: 12%
Netzanbindung: 1 ct/kWh		
4.000 km Pipelinetransport		



WACC: Weighted Average Cost of Capital | H_s: Brennwert | NECP: Nationaler Energie- und Klimaplan

→ Stromkostenbandbreite für den Fall MENA, Wind / PV mit 5000 VLH (2030: 5,4 bis 7,5 ct/kWh_{el})

Unterer Rand	Referenz	Oberer Rand
5.200 Vlh	5.000 Vlh	4.800 Vlh
WACC: 6%	WACC: 10%	WACC: 12%
Netzanbindung: 1 ct/kWh		
4.000 km Pipelinetransport		



WACC: Weighted Average Cost of Capital | H_s: Brennwert | NECP: Nationaler Energie- und Klimaplan