

Bestehende Kraftwerke sind Teil der Zukunftslösung – Umrüstung als Brücke zur Klimaneutralität

Fuel Switch Konzepte

Jürgen Klebes
Dr. Thomas Sonntag-Rösing
September 2026

1. Einführung

2. Fuel Switch Konzepte

3. Technische Realisierung

4. Wirtschaftlichkeitsanalyse

5. Zusammenfassung und Fazit

AUTOREN

Jürgen Klebes

Dipl.-Ing. Maschinenbau, Spezialist für Thermodynamik und Kraftwerksprozesse. Über 30 Jahre Erfahrung in der Auslegung, Projektierung und der thermodynamischen Optimierung von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken sowie von Dampfturbinen. Langjährige Leitungsfunktionen bei ABB Kraftwerke AG, Babcock-Borsig, Babcock-Hitachi, RWE, Hitachi Power Europe und Mitsubishi Power Europe, mit Schwerpunkten auf Konzeptengineering, Machbarkeitsstudien, Wirtschaftlichkeitsanalysen und der Berechnung von Garantiewerten bei internationalen Kraftwerksbauprojekten.



Dr. Thomas Sonntag-Rösing

Promovierter Chemieingenieur mit über 30 Jahren Erfahrung im internationalen Anlagen- und Maschinenbau und langjähriger Führungsverantwortung bei Hitachi Power Europe und Mitsubishi Power Europe, zuletzt als SVP & Bereichsleiter für Vertrieb, Projektierung und Geschäftsentwicklung u.a. im EPC- und Komponentengeschäft. Zuvor technischer Leiter im Bereich F&E für Vergasungs- und Wasserstofftechnologien sowie Projektmanager in europäischen Brennstoffzellenprojekten. Seit 2023 freiberuflicher Ingenieur spezialisiert auf Beratung, Geschäftsentwicklung sowie auf Angebots- und Projektmanagement im Anlagen- und Maschinenbau.



EINFÜHRUNG

1. Einführung

Ausgangslage

- Energiewende erfordert neue flexible Kraftwerkskapazitäten – **neues VKG - Einführung von Kapazitätsmechanismen**
- **Geplante Neubauten überwiegend als GuD-Anlagen und Peaker (open-cycle) – Auktionen September / Dezember 2026**
- **Geringe Einsatzzeiten erwartet:** wirtschaftlicher Betrieb mit großen Herausforderungen
- Modernen Kohlekraftwerken (USC-Blöcke) droht das Aus in (spätestens) 2033, dann Rückbau und Entsorgung

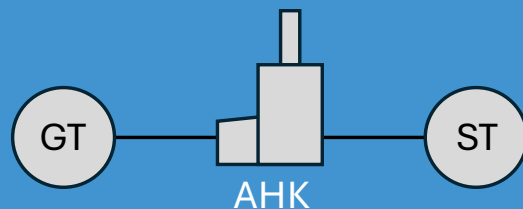
Alternative Option zum Neubau

- **Umrüstung geeigneter Kohleblöcke auf Erdgas, später ggf. auf Wasserstoff**
- **Zusätzlich: Gasturbinen-Vorschaltung** - Gasturbine ersetzt Frischlüfter und liefert Verbrennungsluft sowie zusätzliche elektrische Leistung
 - **Steigerung von Anlagenleistung und –wirkungsgrad des Kohleblocks**
 - **Schnellstartfähigkeit, Netzbesicherung**

FUEL SWITCH-KONZEPTE

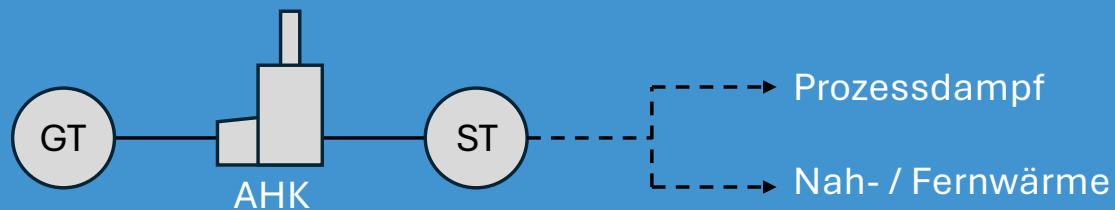
2. Fuel Switch Konzepte: Neubau GuD-Anlagen

1. Neue GuD-Anlagen (reine Stromproduktion), evtl. Weiterverwendung vorhandener Dampfturbinen nach Retrofit.



Moderne Leistungsklassen ca. 550 MW bis ca. 900 MW; Wirkungsgrade
Neuzustand und 100%-Last: ca. **60% bis max. 63%** (netto)

2. Neue GuD-Anlagen mit KWK



Moderne Leistungsklassen ca. 600 MW bis 900 MW;
Brennstoff-Nutzungsgrade ~ 85% Netto (je nach
Verhältnis Strom/Wärme)

Abkürzungen:

GT Gasturbine

DT Dampfturbine

AHK Abhitzekessel

DE Dampferzeuger (vor Umrüstung Kohle gefeuert)

Bemerkung: Leistungen und Wirkungsgrade sind für den Einzelfall jeweils zu untersuchen

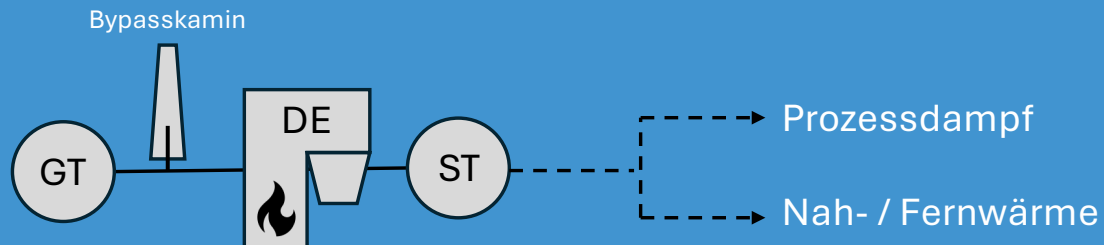
2. Fuel Switch Konzepte: Umrüstung bestehender USC-Kohleblöcke auf Erdgas/H₂

3. Bestandsanlagen (Kohle) auf Erdgas/H₂ umgerüstet



Leistungsklassen je nach Altanlage bis ca. 1.100 MW; Nettowirkungsgrade nach Umrüstung (reine Stromproduktion, 100%-Last) **ca. 45% bis ca. 50%, abhängig z.B. von Dampfdaten**; Brennstoff-Nutzungsgrade ~ 70% (netto, je nach Verhältnis Strom/Wärme)

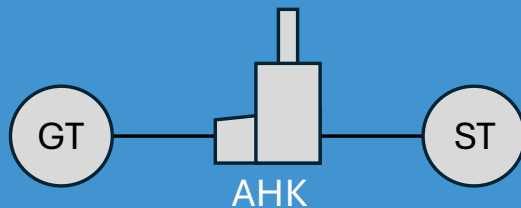
4. Bestandsanlagen (Kohle) auf Erdgas/H₂ umgerüstet + neue GT



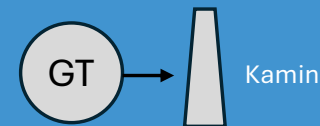
Moderne Leistungsklassen bis ca. 1.600 MW; Nettowirkungsgrade ca. 53 - 56% für moderne USC-Blöcke; Brennstoff-Nutzungsgrade ~ 70% Netto (je nach Verhältnis Strom/Wärme)

2. Fuel Switch Konzepte: GuD / Netzbesicherung / Umrüstung Kohleblock mit Vorschalt-GT

5. Neue GuD-Anlagen (reine Stromproduktion) und Netzbesicherungsanlage

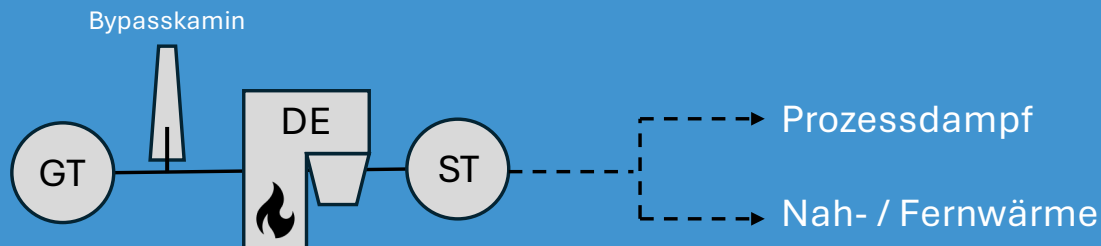


Moderne GuD: ca. 550 MW bis ca. 900 MW - Wirkungsgrade (neu) und 100%-Last: ca. **60% bis max. 63%** netto



Netzbesicherung (Open Cycle): ca. 40 MW bis ca. 300 MW
Wirkungsgrade Neuzustand und 100%-Last: ca. 40% Netto

6. Bestandsanlagen (Kohle) auf Erdgas/ H₂ umgerüstet + neue GT



Moderne Leistungsklassen bis ca. 1.600 MW - Wirkungsgrade (neu) bei 100%-Last: ca. **53 - 56%** Netto

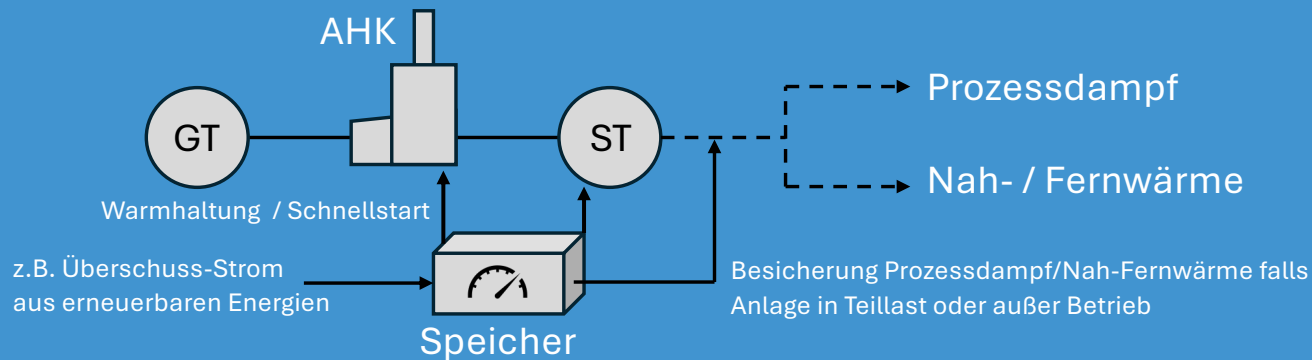
Netzbesicherung: GT-Überbauung z.B. ca. 200 MW (1 GT)

Abwärmenutzung bei GT-Schnellstart über Bypasskamin zur Vorwärmung des Dampfteils möglich; somit reduzierte Anfahrverluste

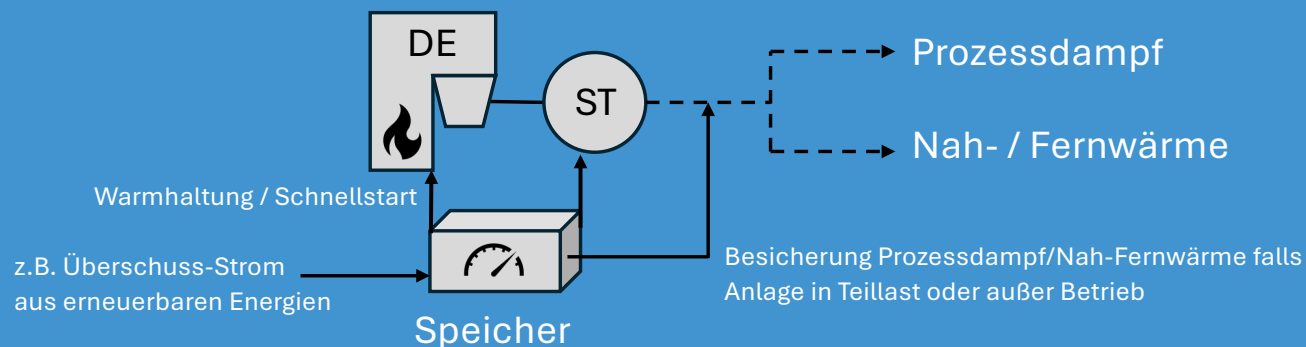
FUEL SWITCH-KONZEPTE (mit Wärmespeicher)

2. Fuel Switch Konzepte: Integration von Speichersystemen (1/2)

2B. Neue GuD-Anlage mit KWK

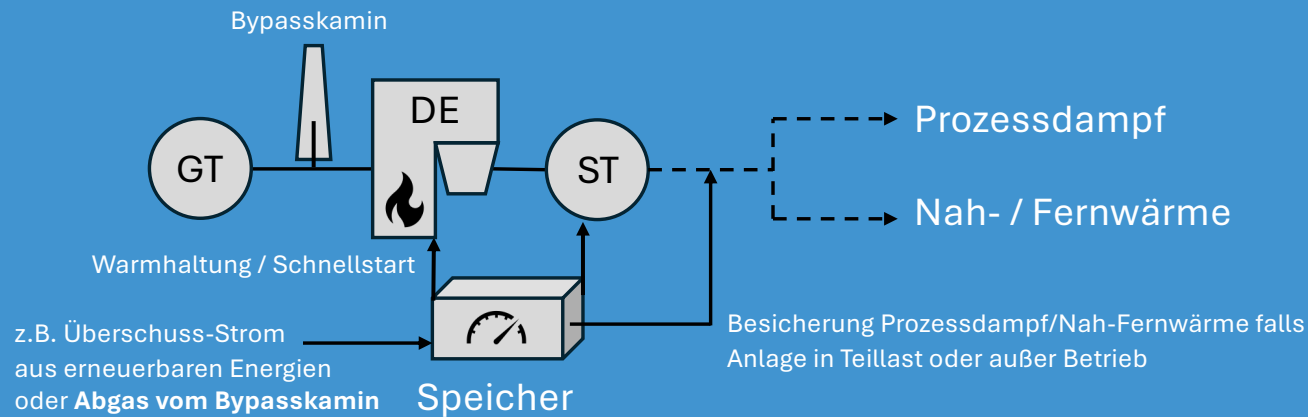


3B. Bestandsanlage (Kohle) umgerüstet auf Erdgas/H₂



2. Fuel Switch Konzepte: Integration von Speichersystemen (2/2)

4B. Bestandsanlage (Kohle) umgerüstet auf Erdgas/H₂ und Vorschalt-Gasturbine

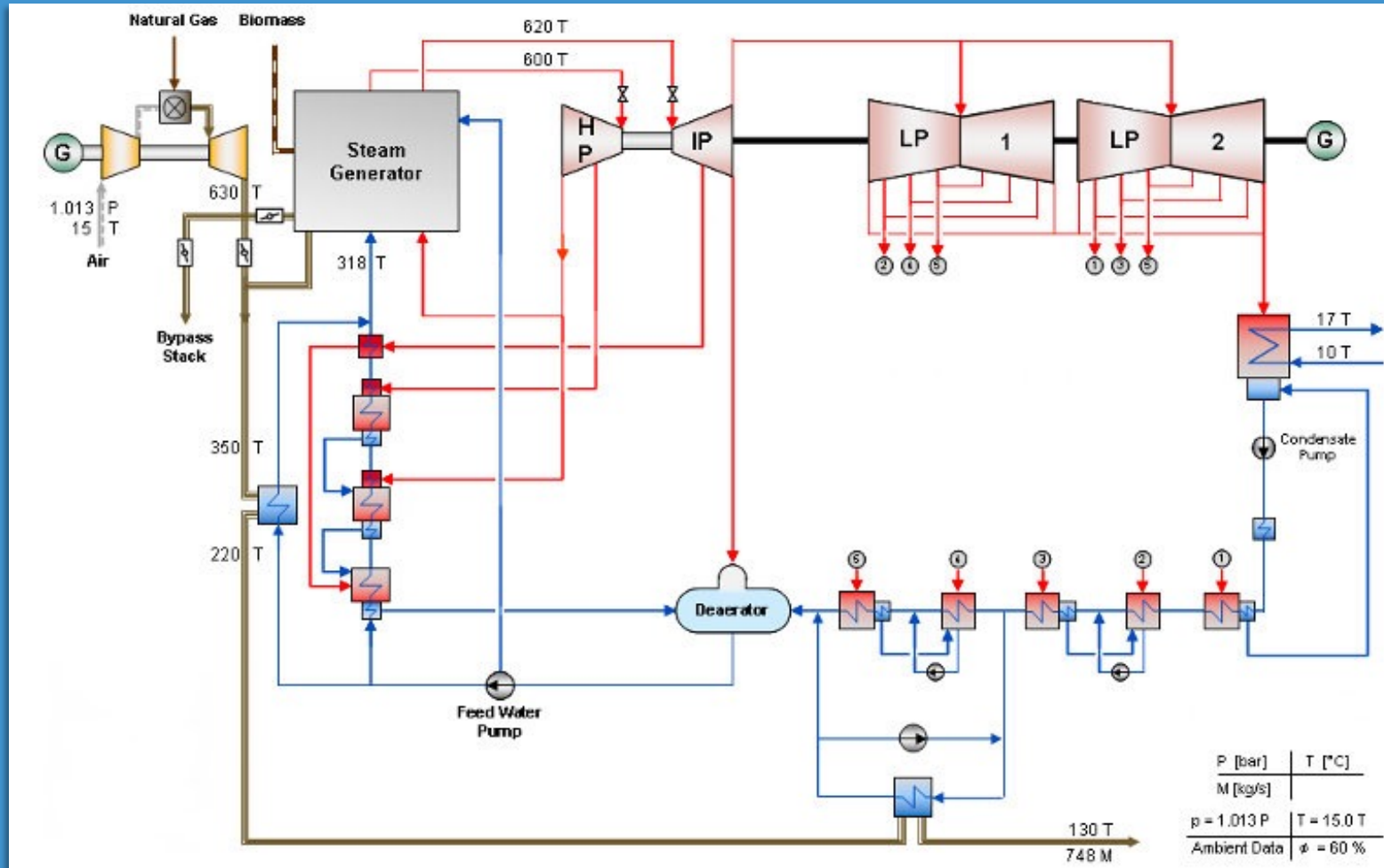


Vorgeschlagenes Konzept

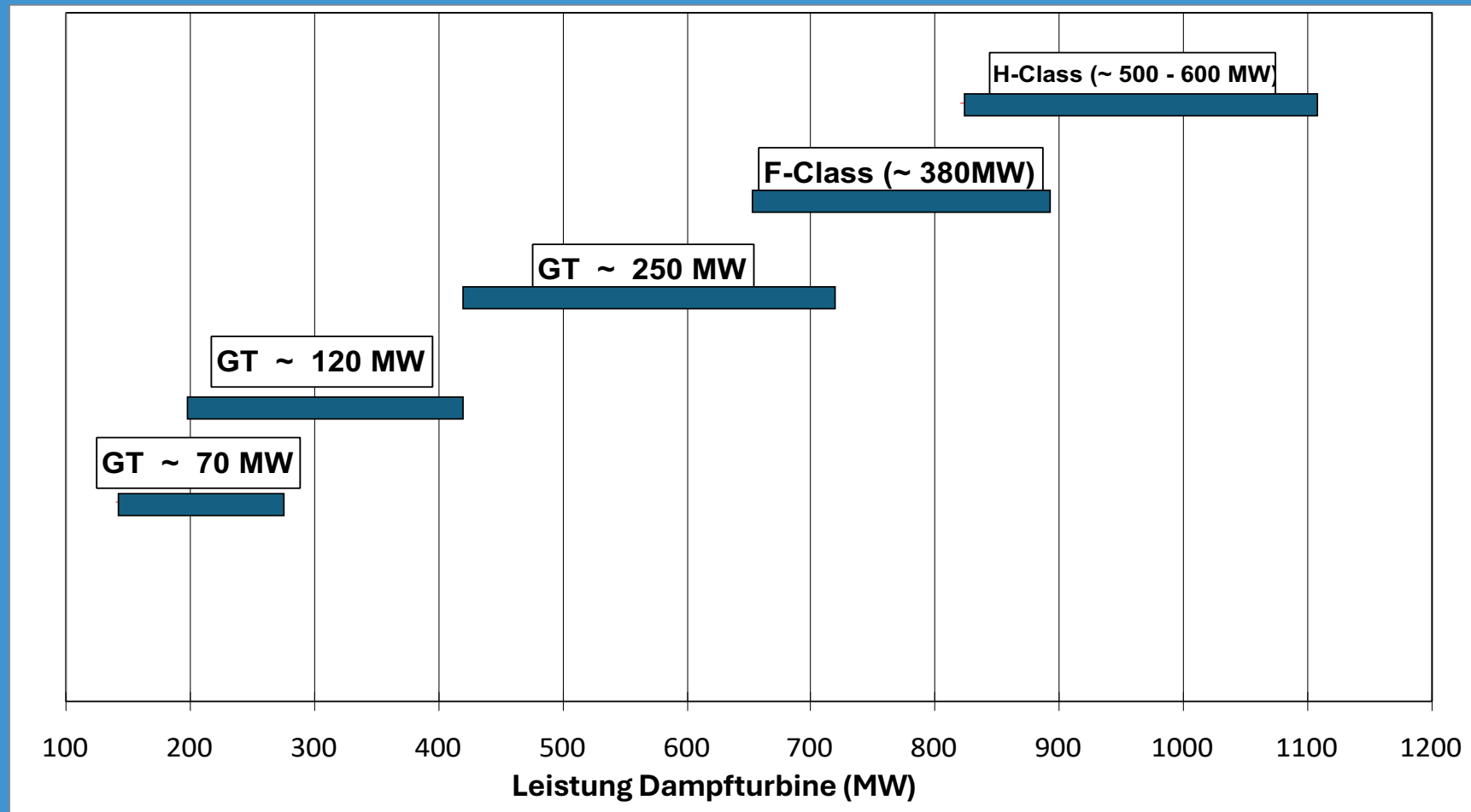
—

FUEL SWITCH MIT VORSCHALTGASTURBINE

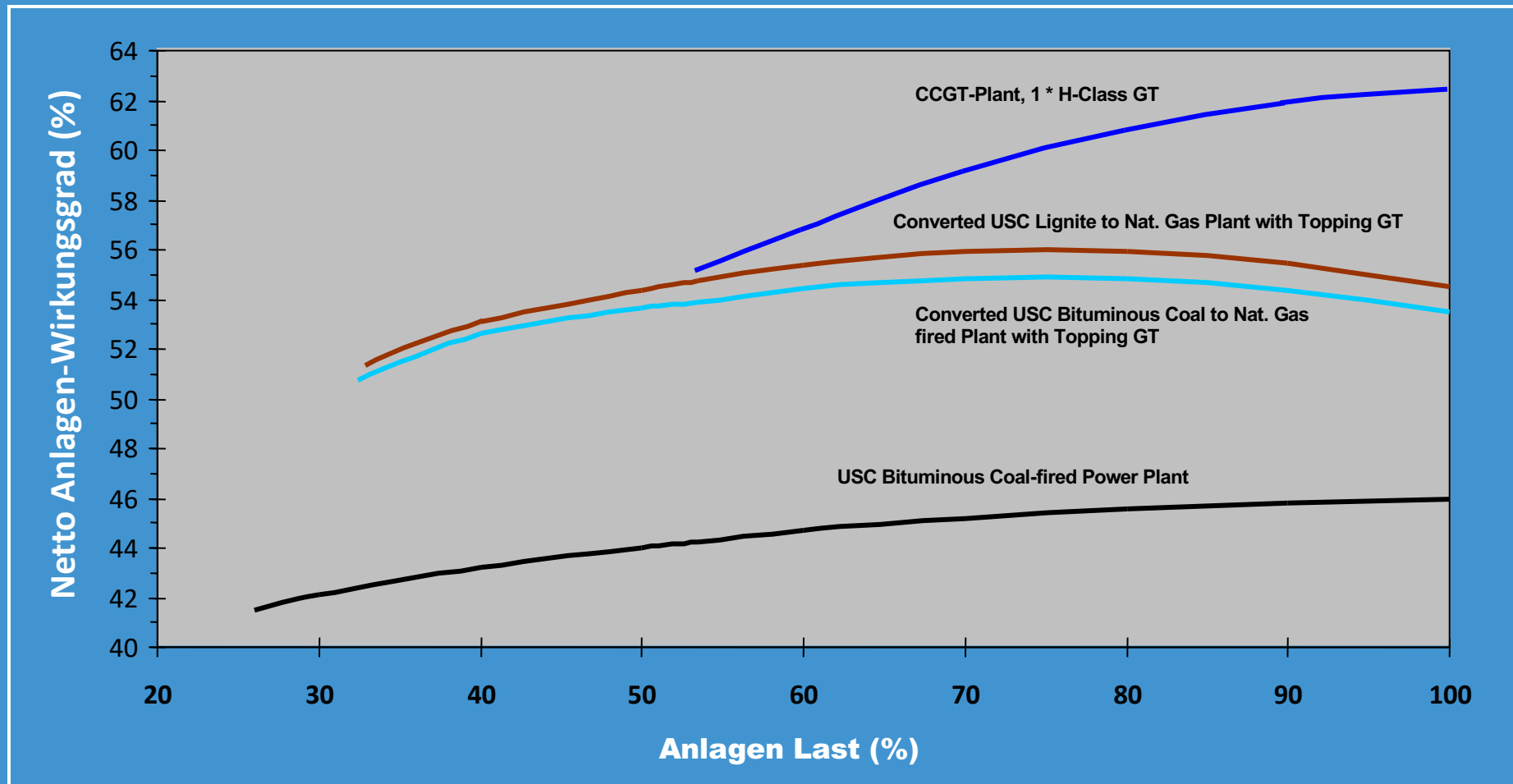
2. Fuel Switch Konzepte: Beispiel: Anlagenschema mit Vorschalt-Gasturbine



2. Fuel Switch Konzepte: Auswahldiagramm: Leistung GT vs. Leistung DT



2. Fuel Switch Konzepte: Netto-Anlagenwirkungsgrad vs. Anlagenlast



2. Fuel Switch Konzepte: Vergleich Anlagenkonzepte

	Elektrische Nettoleistung (bei reiner Stromerzeugung)	Wirkungsgrad Netto (bei reiner Stromerzeugung)	Brennstoff- Ausnutzungsgrad Netto (KWK-Betrieb)
	MWe	%	%
Neue GuD Anlage mit einer Gasturbine	800 - 900	62 - 63	
Neue GuD-Anlage, eine Gasturbine und Kraft- /Wärmekopplung	800 - 900	62 - 63	bis ca. 85 (je nach Wärmeproduktion)
Bestandsanlage (USC-Kohle) auf Erdgas/H ₂ umgerüstet	750 - ~ 1.050	~ 50	bis ca. 70
Bestandsanlage (USC-Kohle) auf Erdgas/H ₂ umgerüstet mit neuer Vorschalt-Gasturbine (Leistungsdaten abhängig von Bestandsanlage)	1.200 – 1.600	~ 57	bis ca. 70 Im GT-Solobetrieb ggf. höher
	Angaben mit moderner Gasturbine der 500-600 MW-Klasse (kleinere Gasturbinen möglich)		
	Keine Betrachtung von z.B. Feststoff-Wärmespeichern		

TECHNISCHE REALISIERUNG

—

Vergabepreisentwicklung – Kostenschätzung - Termine

3. Technische Realisierung: Vergabepreisentwicklung GuD-Neubau (2019-2025)

Land	Kraftwerk	Leistung MWe	# Linien	Jahr	EPC Preis (MEuro)	Euro/kWe
Griechenland	Agios Nikolaos	826	1	2019	322 €	390 €
Polen	Dolna Odra	1.366	2	2020	1.126 €	824 €
Italien	Tavazzano	800	1	2021	400 €	500 €
Polen	Grudziadz	560	1	2022	470 €	839 €
Polen	Adamow	560	1	2024	636 €	1.136 €
UK	Teeside	742	1	2025	955 €	1.287 €
Polen	Kozienice	1.336	2	2025	1.499 €	1.122 €

Quelle: Eigene Projekte bzw. Presseberichte/Internet

3. Technische Realisierung: CAPEX-Abschätzung Neubau 800 MW GuD-Anlage

Komponente / System	Rel. Anteil an Gesamtanlage	Kosten bei 900 €/kW Szenario	Kosten bei 1.100 €/kW Szenario
GT/ST + Generator + Auxiliaries	38 %	274 M€	334 M€
HRSG	13 %	94 M€	106 M€
ET/LT	11 %	79 M€	97 M€
BoP (incl. SCR), Rohrleitungen, Kabeltrassen	15 %	108 M€	123 M€
Bau (Gründung, Gebäude, Straßen, Blitzschutz ...)	12 %	86 €M	106 M€
Montage, IBN, Tests, HSE, Doku	11 %	79 M€	114 M€
	100%	720 M€	<u>880 M€</u>

3. Technische Realisierung: Planung und Umsetzung

1. **Genehmigungsanforderungen:** Nutzungsänderung, Umwelt- und Betriebsgenehmigungen
2. **Stelllegung evtl. Rückbau kohlebezogener Anlagen**
3. **Kessel-/Feuerungssanierung bzw. –ersatz:** u.a. Umrüstung/Austausch Brenner, Feuerraumgeometrie
4. **Bautechnische Anpassungen:** u.a. Neubau GT-Maschinenhaus, Bypasskamin
5. **Montage und Integration Gasturbine und Bypasskamin**
6. **Dampferzeugung und –konditionierung:** Überprüfen Dampfleitungen, Speisewasser- und Kondensatsysteme
7. **Gasversorgung:** Anschluss Gasversorgung / Wasserstoffversorgung, Abrechnungsmetering, Sicherheitsarmaturen
8. **Hilfsanlagen**
9. **Elektrische / Steuerungs- und Leitechnische Integration**

3. Technische Realisierung: Zeitbedarf Vorplanung und Umsetzung

BRENNSTOFFUMSTELLUNG

Vorplanung / Genehmigung und Nutzungsänderung / Engineering

ca. 15 Monate

Vorbereitung / Beschaffung

ca. 9-12 Monate

Umbau / IBS / Tests (während Blockstillstand)

ca. 8 Monate

Typische Gesamtdauer

ca. 32 MONATE

+ INTEGRATION „Gasturbine“ (nach GT-Verfügbarkeit)

+ 12-18 MONATE

NEUBAU GUD-ANLAGEN UND PEAKER

Peaker: - aktuell: typische Gesamtdauer **bis zu 36 Monaten**

- Verfügbarkeit GT zeitkritisch

GuD-Anlage: - aktuell: typische Gesamtdauer **bis zu >72 Monate**

- Verfügbarkeit Großkomponenten kritisch (Gas- und Dampfturbine, Generatoren, Trafos),
teilweise erst ab >2028 lieferbar, **Slot-Reservierung nötig**

3. Technische Realisierung: CAPEX-Abschätzung Umstellung Kohle auf Gas

Arbeitspaket	Kosten [Mio. €]
Umrüstung 800 MW Kohlekraftwerk auf Gas inkl. dafür notwendiger Rück- und Umbauten; H ₂ Ready	< 100
Integration 500 MW Gasturbine/Generator sowie Hilfssysteme, Bau	ca. 285
Gasanschluss, Abgasreinigung, Bypasskamin	75
Engineering, Genehmigungen, PM	40
GESAMT (ca.)	<u>< 500</u>

Aus dem o.g. CAPEX ergibt sich bei rund **1.300 MW** Anlagenleistung ein spezifischer CAPEX von **385 Euro/kWe** – demgegenüber steht bei spezifischer CAPEX von **1.250 Euro/kWe** für eine neue GuD-Anlage (H₂ Ready) mit **800 MWe**.

✓ **Spezifischer CAPEX um ca. 70% reduziert**

WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE

—

Gegenüberstellung:

800 MW GuD vs. 1.270 MW Umrüstung inkl. Vorschalt-GT

—

Kapitalwertbetrachtung – Stromgestehungskosten – CO₂ Emissionen

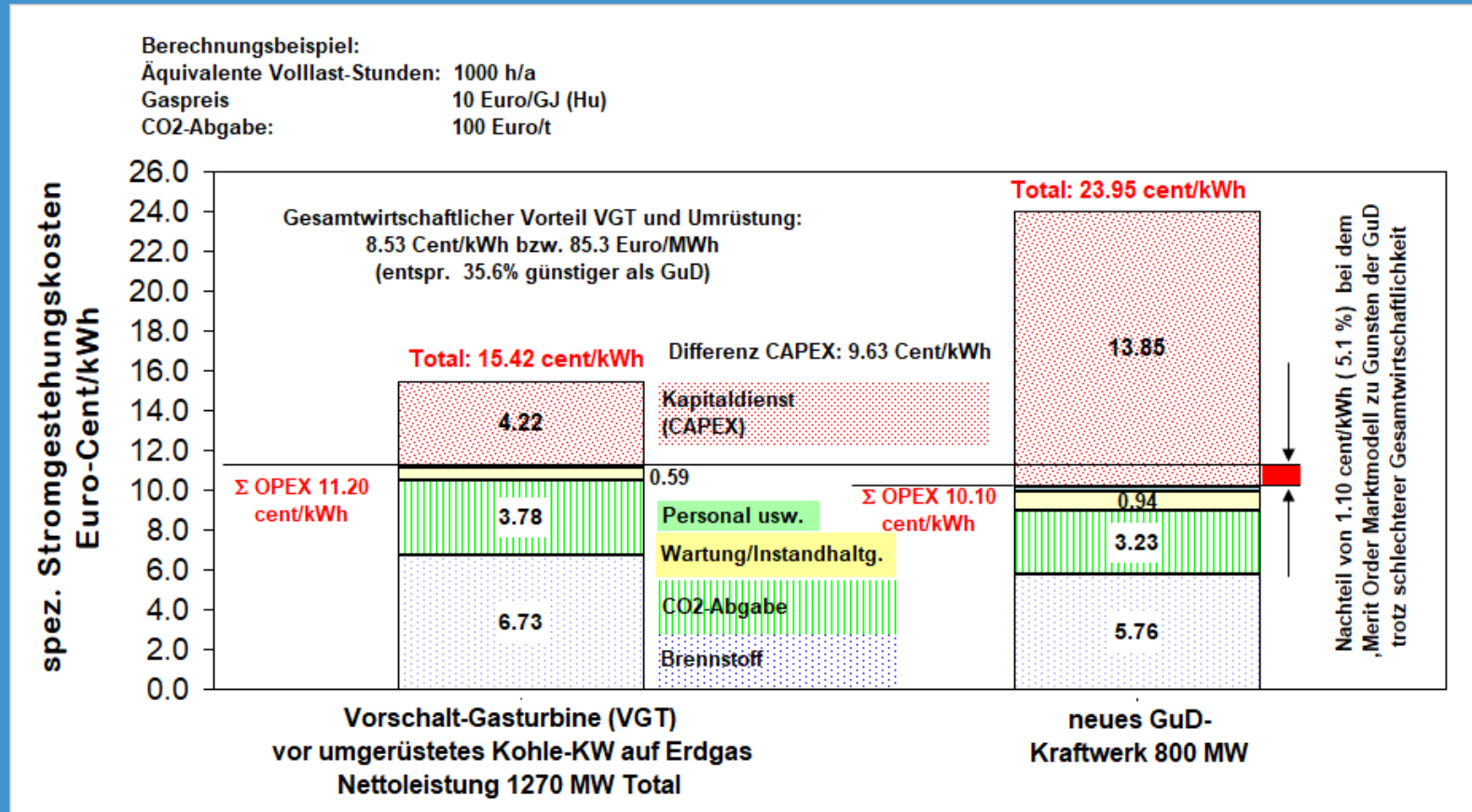
4. Wirtschaftlichkeitsanalyse: Kapitalwertbetrachtung

Erdgaspreis: 10,0 Euro/GJ CO ₂ -Abgabe: 100 Euro/t						
äquiv. Vollast- stunden	Strom- Mindest-Verkaufspreis (Grenzkosten GuD)		Ergebnisse für Topping-GT + Bestandsanlage 1270 MW			Ergebnisse für neue GuD-Anlage 800 MW
			Kapitalwerte	Rendite	Kap. Rück- flusszeit	Kapitalwerte (Break Even) Rendite: 8.0 %, Kapitalrückflußzeit: 25 Jahre
h/a	Cent/kWh	Euro/MWh	Mill. Euro	%	Jahre	Mill. Euro
1000	22,35	223,50	883,1	22,5	4,3	0
2000	15,67	156,70	726,2	20,4	5,0	0
3000	13,45	134,50	570,0	18,2	6,0	0
4000	12,33	123,30	413,2	15,7	7,5	0

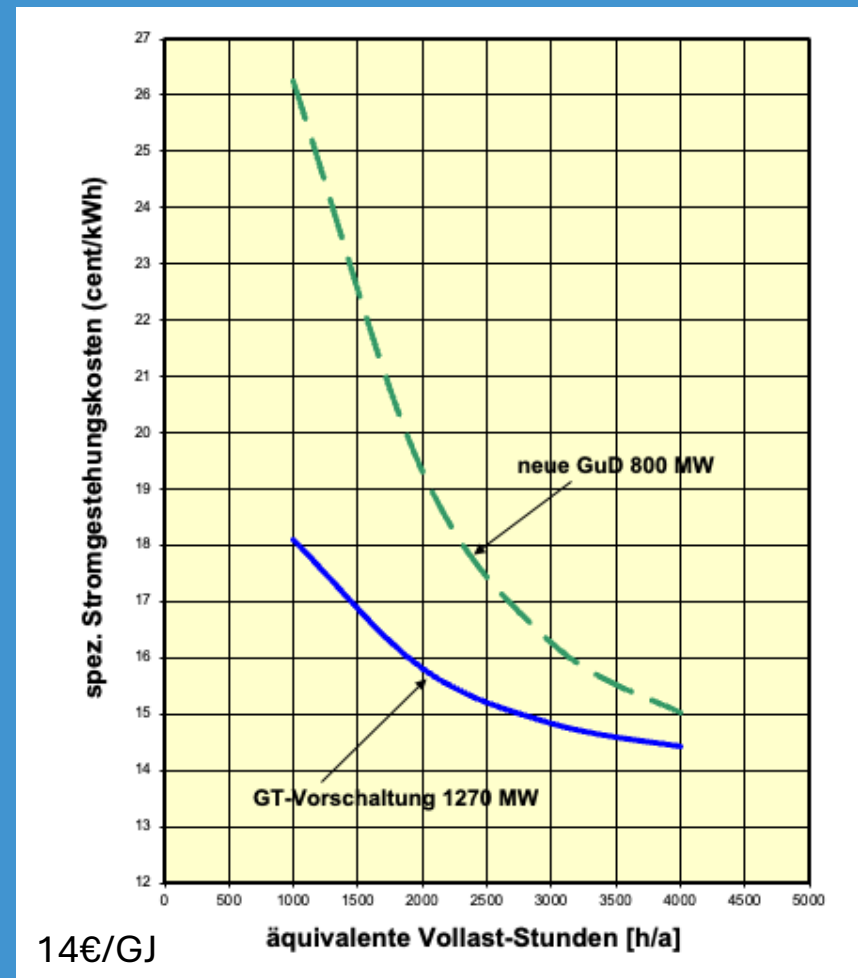
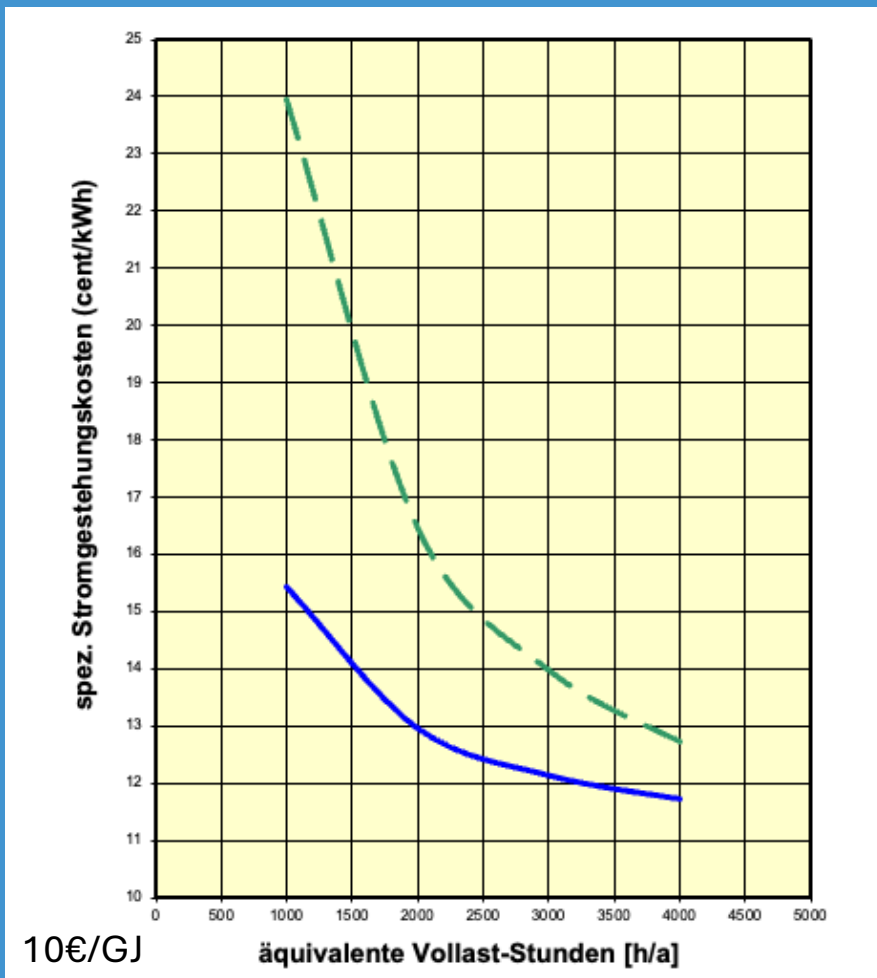
Erdgaspreis: 14,0 Euro/GJ CO ₂ -Abgabe: 100 Euro/t						
h/a	Cent/kWh	Euro/MWh	Mill. Euro			Mill. Euro
1000	24,66	246,60	843,2	22,0	4,5	0
2000	18,46	184,60	668,1	20,9	5,0	0
3000	15,75	157,50	449,5	16,3	7,1	0
4000	14,64	146,40	252,5	13,0	10,1	0

1. Die gezeigten Kapitalwerte (Profit über 25 Jahre als Barwert) sind trotz Annahmen zu Ungunsten der GT-Vorschaltung immer für diese Variante höher.
2. Zukünftige Marktmodelle (Kapazitätsmarkt) und Berücksichtigung von z.B. Teillastfahrweisen begünstigen den Kapitalwert-Typ mit Vorschalt-GT und Bestandsanlage.

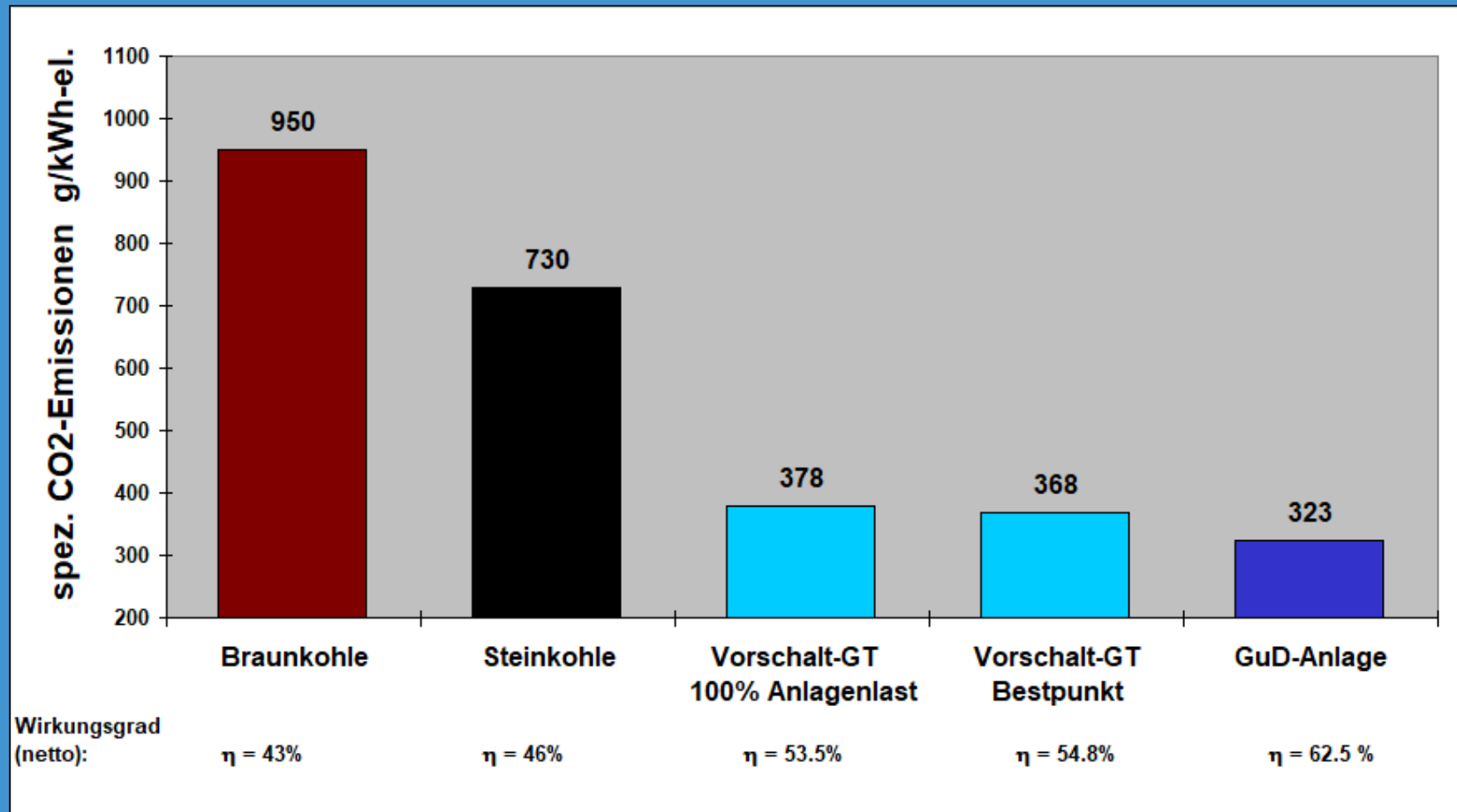
4. Wirtschaftlichkeitsanalyse: Vergleich Stromgestehungskosten



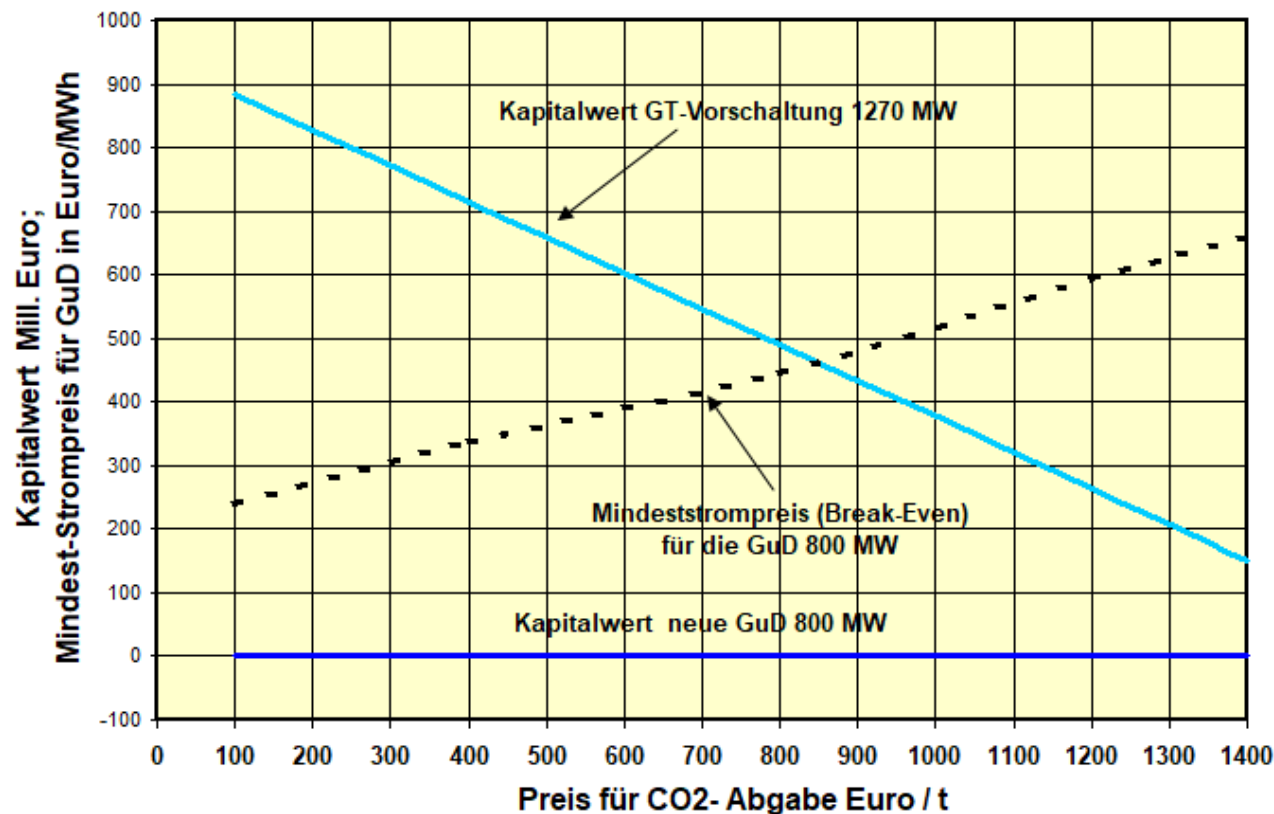
4. Wirtschaftlichkeitsanalyse: Stromgestehungskosten nach Volllaststunden



2. Fuel Switch Konzepte: Spezifische CO₂-Emissionen



2. Fuel Switch Konzepte: Kapitalwert über CO₂-Emissionspreis



Um den Kapitalwert für eine neue GuD 800 MW-Klasse nicht in den negativen Bereich abgleiten zu lassen, ist der Stromverkaufspreis gemäß der gestrichelten Linie erforderlich.

Wird dieser Stromverkaufspreis auch für die untersuchte Variante mit GT-Vorschaltung eingesetzt, ergibt sich der Kapitalwert für die GT-Vorschaltung gemäß Diagramm.

ZUSAMMENFASSUNG

6. Zusammenfassung: Konzepte

1. Die Wirtschaftlichkeitsdaten sind zunächst nur vereinfacht für den Vollastbetrieb gerechnet. **Berücksichtigung von Lastprofil, Schnellstarteigenschaften und hohen Lastrampen führt zu Vorteilen der GT-Vorschaltung.**
2. Gasturbine mit Bypasskamin können **in kurzer Zeit mit hohen Gradienten gestartet** werden, ohne Startzeit von Dampferzeuger oder Dampfturbine berücksichtigen zu müssen.
3. **Hohe Flexibilität, Betrieb mit sehr geringer Last** entweder nur über die Gasturbine oder über den Kessel ohne Gasturbine über vorhandenen Frischlüfter und Saugzug. **Mindestlast durch Gasfeuerung niedriger verglichen mit Kohle.**
4. **Niedrige spezifische Investmentkosten** (<70% vergleichen mit neuer GuD) erhöhen die Wirtschaftlichkeit und ergeben **niedrige spezifische Stromgestehungs-Vollkosten.**

6. Zusammenfassung: Konzepte

5. **GT-Vorschaltung besonders geeignet für Anlagen mit Wärmeauskopplung**, da die vorhandene Infrastruktur der Fernwärmeerzeugung beibehalten werden kann. Die neu zu installierenden Rauchgas-Economizer können für die wirtschaftliche Fernwärmeerzeugung mit herangezogen werden.
6. Die **Anlage kann schrittweise auf Wasserstoff umgerüstet und betrieben werden**, zunächst nur der Kessel, später die Gasturbine. Sie kann **„Hydrogen-Ready“** konzipiert werden, was ggf. bei der Auslegung (Materialwahl, Anlagen-Layout etc.) berücksichtigt werden muss.
7. **Kombination von Marktkraftwerk und Netzbesicherungsanlage möglich**, dabei ist Vorwärmung des Dampfteils über GT-Abgase möglich (Erhöhte Brennstoffausnutzung, reduzierte Anfahrkosten).

5. Fuel Switch Konzepte:

	GuD	GuD KWK	Kohle zu Gas/H2 ohne GT	Kohle zu Gas/H2 mit GT
Vorteile	- hoher Wirkungsgrad - Anlagenstandard	- hohe Brennstoffausnutzung - geringe Stromproduktionskosten	- geringer Investitionsaufwand - KWK bliebe in Betrieb - geringe Produktionsvollkosten bei 500 - 2.000 h/a	- geringer Investitionsaufwand (45% spezifischer Invest im Vergleich zu GuD mit neuer DT) - KWK bliebe in Betrieb - Geringe Produktionsvollkosten bei 1.000 h/a - Stromgestehungskosten ca. 67% ggü. GuD - Teillastwirkungsgrad höher als bei Vollast - kurze Startzeiten
Nachteile	- hohe Investkosten - hoher Wirkungsgrad rechnet sich nicht unter 2.000 h/a	- hohe Investkosten - hoher Wirkungsgrad rechnet sich nicht unter 2.000 h/a	- lange Anfahrzeiten (durch Speicher verkürzbar) - geringerer Wirkungsgrad als GuD - Brennstoffausnutzung bei Fernwärmeanschluss ggf. höher als GuD ohne KWK	- lange Anfahrzeiten für den Dampfteil (durch Speicher verkürzbar) - geringerer Wirkungsgrad als GuD - Brennstoffausnutzung bei Fernwärmeanschluss ggf. höher als GuD ohne KWK
Bemerkungen		Kosten durch vorhandene DT reduzierbar	Umrüstkosten nur für Dampferzeuger sowie für Gasversorgung	Umrüstkosten nur für Dampferzeuger, Gasversorgung und Zubau GTG mit Bypasskamin und Abgaskanal

Kontaktinformationen

Dr. Thomas Sonntag-Rösing
Ingenieurbüro C4SP

Geer 46
D-48653 Coesfeld
M: +49 151 16507200
E: t_sonntag-roesing@c4sp.de
www.c4sp.de

Jürgen Klebes

M: +49 173 256 5574
E: juergenklebes@aol.com