

Übung zur Lehrveranstaltung „Einführung in die Energiewirtschaft“

SoSe 2017

Dr. Patrick Jochem, Hannes Schwarz, Nico Lehmann
Übung 7: Elektrizität (Teil I)

INSTITUT FÜR INDUSTRIEBETRIBSLEHRE UND INDUSTRIELLE PRODUKTION (IIP)
Lehrstuhl für Energiewirtschaft (Prof. Fichtner)



Termine

Übung		
Übung 6	13.06.2017	Kernenergie
Übung 7	20.06.2017	Kernenergie/ Elektrizität
Übung 8	04.07.2017	Elektrizität
Übung 9	11.07.2017	Elektrizität/ Wärme
Übung 10	25.07.2017	Wärme/ Klausur-Fragen

Klausur: 03.08.2017

Anmeldung: Ab 01.06.2017 online über den Link <https://studium.kit.edu>

Anmeldeschluss: 13.07.2017, danach werden keine Anmeldungen mehr entgegengenommen!*

Abmeldung: Eine Abmeldung ist vorgeschrieben.

*auch bei Anmeldung mit Zulassungsschein

Agenda

- Nachtrag zur letzten Übung
(Kernenergie)

- Elektrizität
 - Merkmale (Wdh. Vorlesung)
 - Lastgang und Dauerlinie
 - Kraftwerksarten und -kosten

- Übungsaufgaben



Merkmale der Elektrizitätswirtschaft

(Wiederholung Vorlesung)

Produkt „Strom“

„Markt“

Merkmale der Elektrizitätswirtschaft

(Wiederholung Vorlesung)

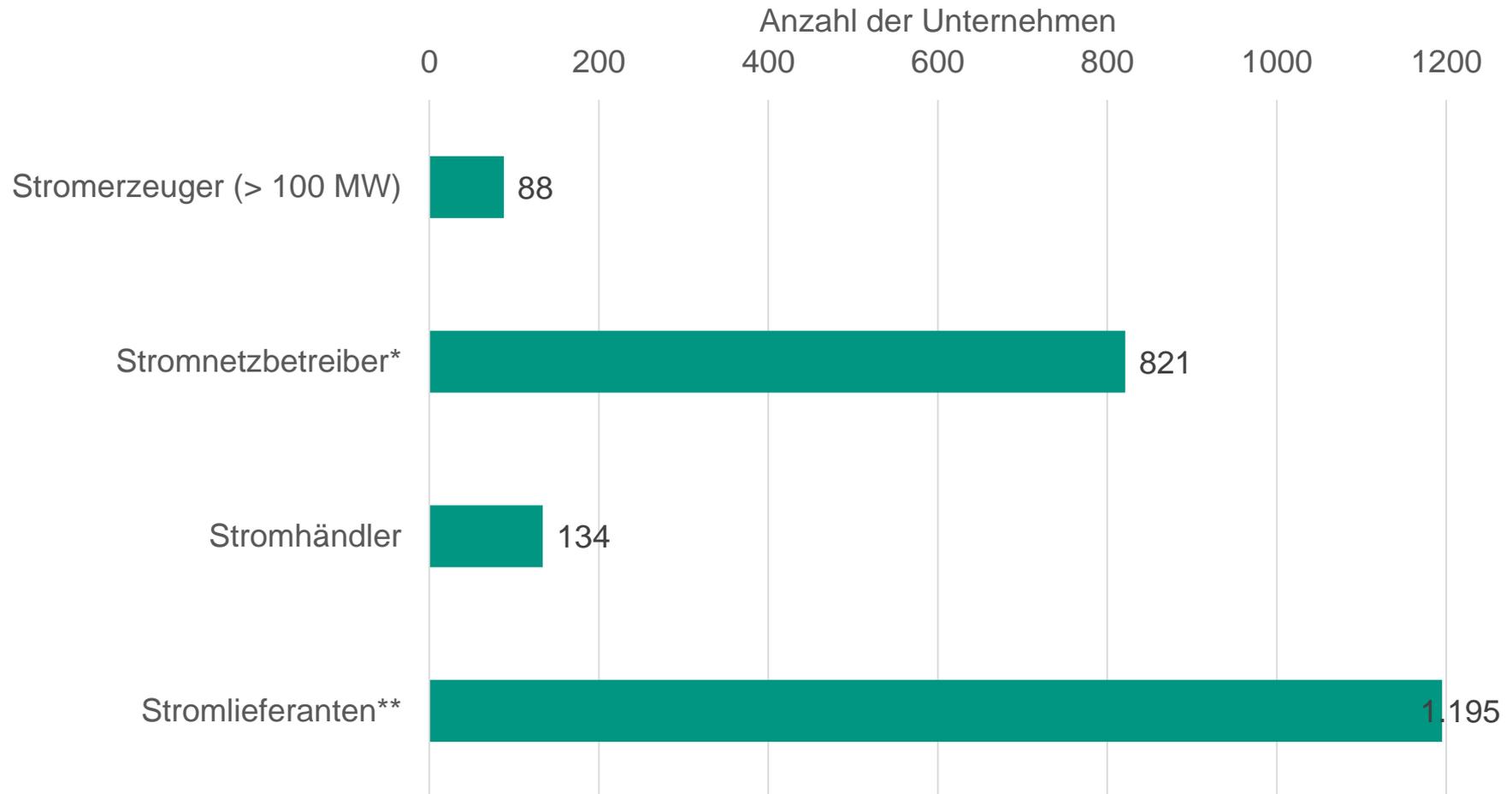
Produkt „Strom“

- schlecht speicherbar
- Nachfrage saisonal schwankend
- Erzeugung und Nachfrage muss zu jedem Zeitpunkt gleich sein
- schlecht substituierbar
- hochwertige Energie
- leitungsgebundener Transport

„Markt“

- hoher politischer Einfluss
- wenige große Versorger
- viele (kleine) Lieferanten
- Netz wird als natürliches Monopol angesehen
- Preis schwankt in Abhängigkeit von der Nachfrage

Anzahl der Unternehmen am Strommarkt in Deutschland (Dezember 2016)

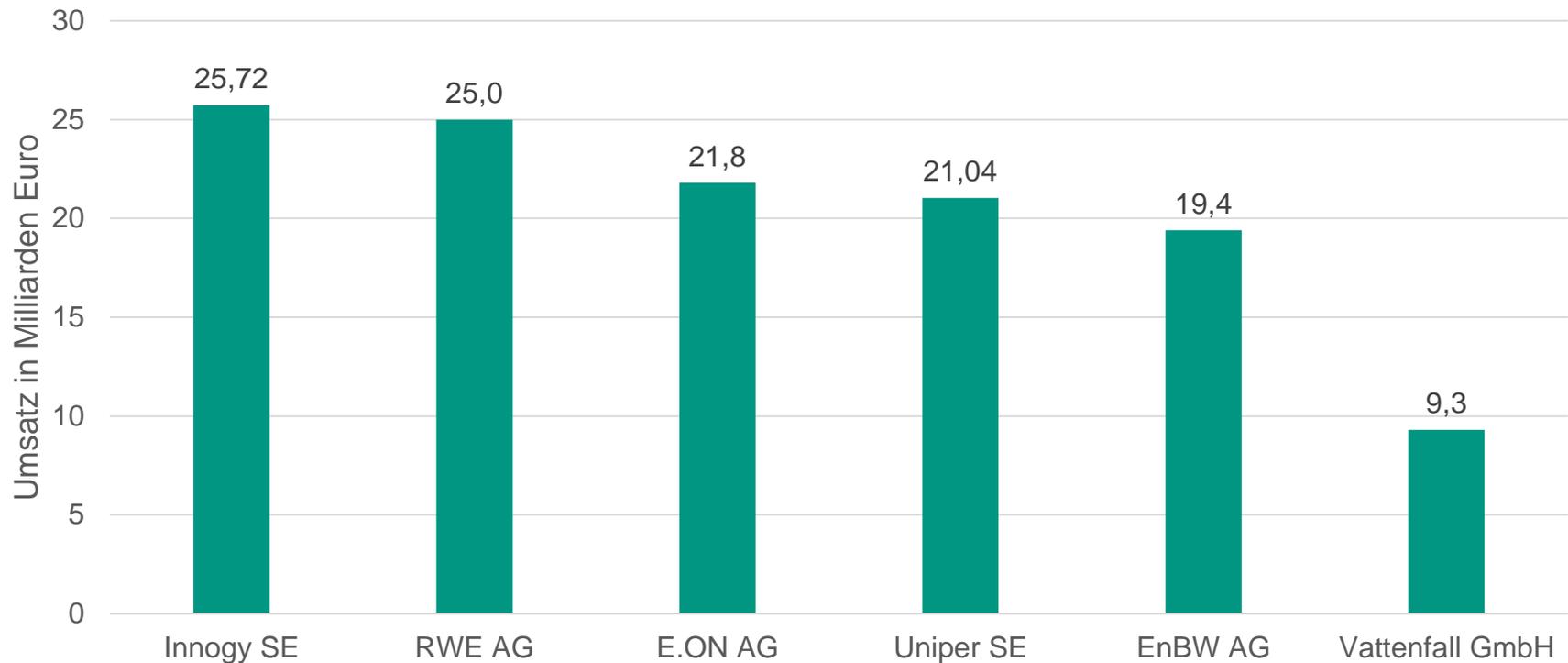


Quelle: [BDEW-01]

* Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach §§ 3 Ziff. 3, 14 EnWG (Stromnetzbetreiber)

** Vertriebsgesellschaften für Privat- und Gewerbekunden

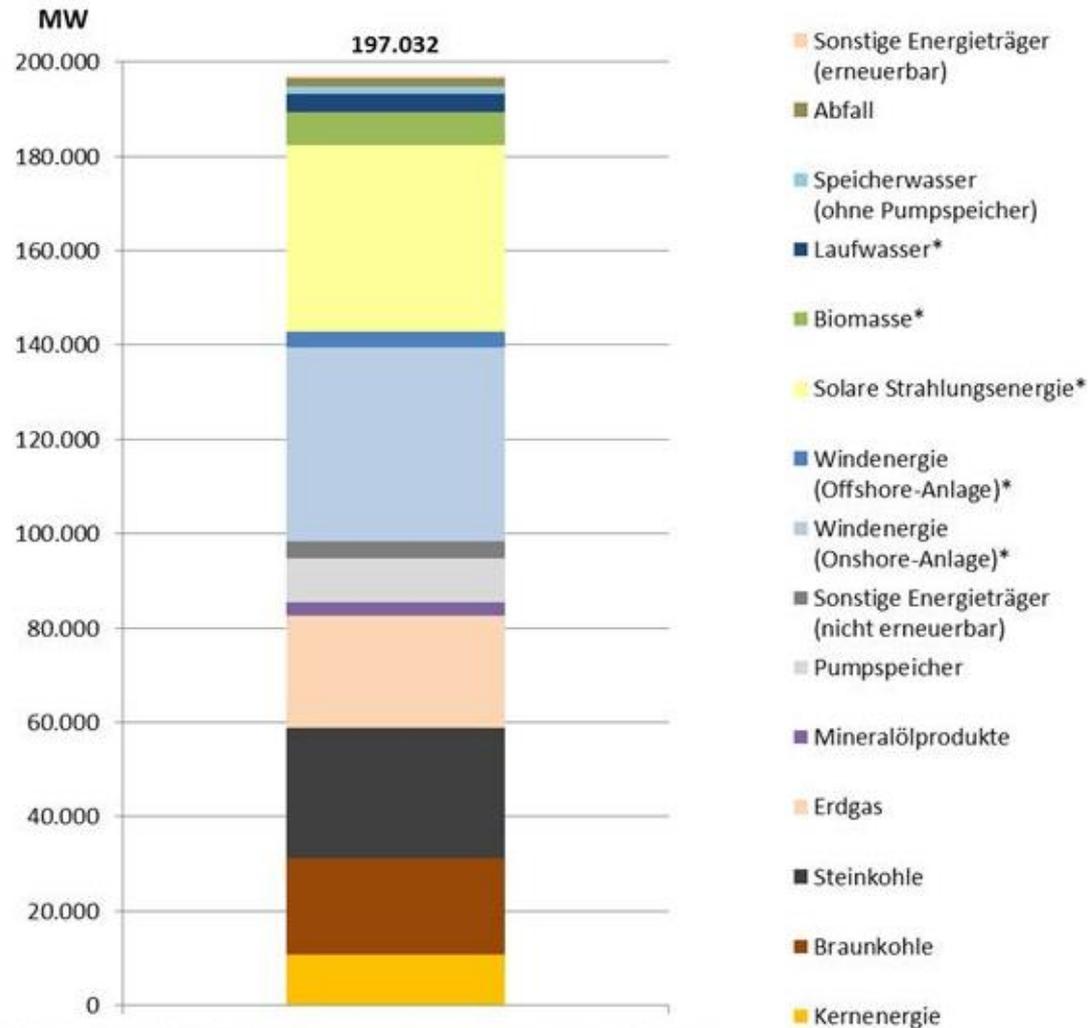
Umsatz der größten Energieversorger in Deutschland 2016



Quelle: [STAT-01]

- **Innogy SE** (ehemals Teil von RWE AG): durch Bündelung der Aktivitäten im Bereich erneuerbarer Energien, der Stromnetze und dem Vertrieb in neuer Gesellschaft
- **Uniper SE** (ehemals Teil von E.ON SE): durch Abspaltung der Geschäftsfelder konventionelle Erzeugung (inkl. Wasserkraft, ohne Kernenergie), des globalen Energiehandels, der Stromerzeugung in Russland und den Betrieb eines Gasfeldes

Kraftwerke am Strommarkt



Erläuterung: Umfasst sind Kraftwerke in Betrieb, Kraftwerke, die nur in den Wintermonaten betrieben werden (saisonale Konservierung) und Sonderfälle (z. B. Reparaturen).

Stand: 31.03.2017

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Bedingung:

- Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch (Last)
- Der Verbraucher (Kunde) bestimmt bei gegebenem Netz den Zeitpunkt und die Höhe der Leistung
 - Demand Response / Demand Side Management?
 - (Verordnung zu) Abschaltbare(n) Lasten?

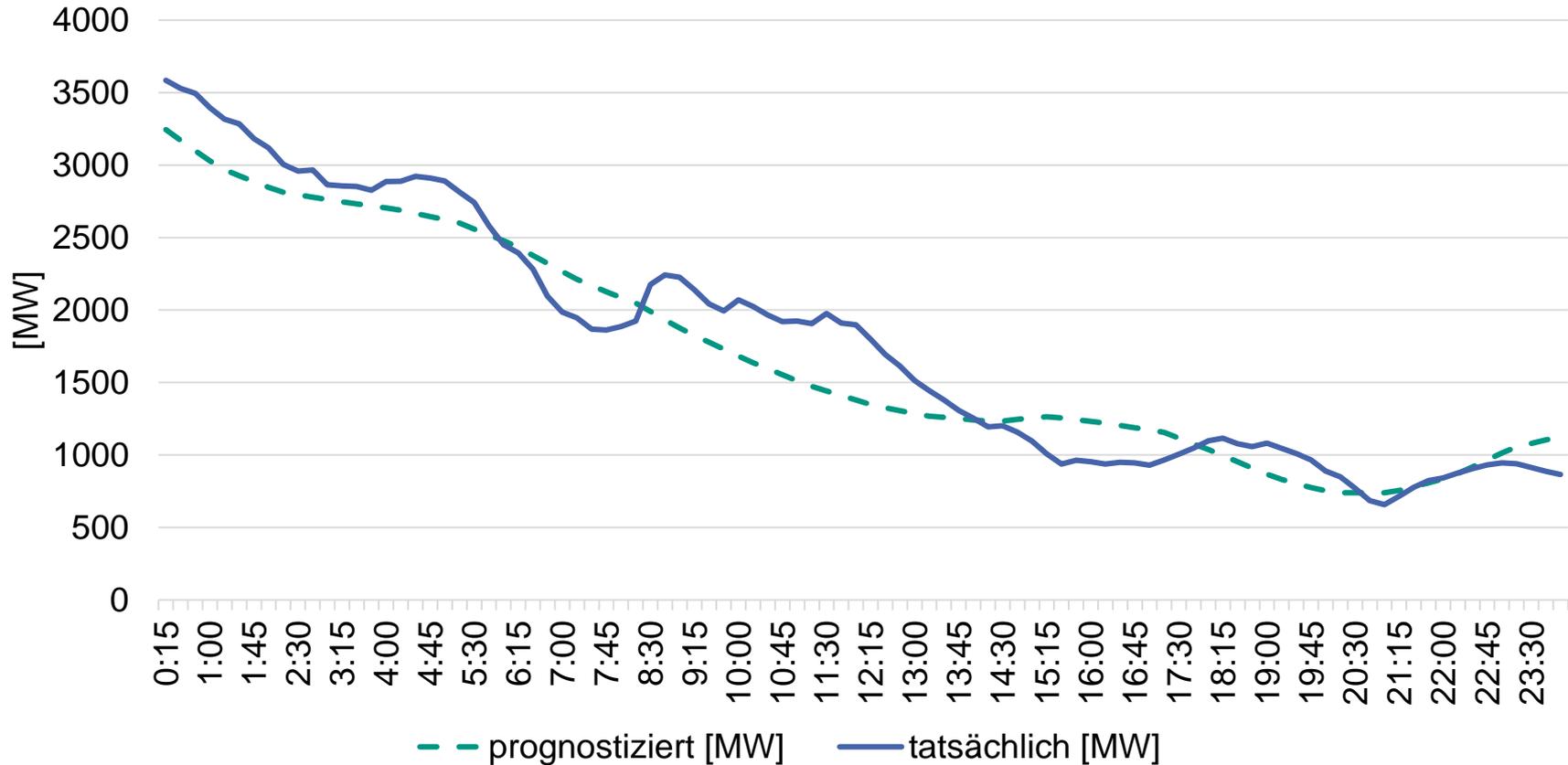
Konsequenz:

- Da elektrische Energie (derzeit) nicht wirtschaftlich speicherbar ist, bestimmt das Abnahmeverhalten der Verbraucher (Kunden) die momentane Erzeugung und damit den Kraftwerkseinsatz
- Unterschiedliche Bedürfnisse und Gewohnheiten der Kunden ergeben charakteristische Lastgänge (Verlauf der Leistung über der Zeit)
- Durchmischung der Kundengruppen spiegelt sich wider im **Gleichzeitigkeitsgrad***

* Der Gleichzeitigkeitsgrad ist der Quotient aus der gemeinsamen, zeitlichen Höchstleistung einer Anzahl von Abnehmern und der Summe der, i. d. R. zeitgleich auftretenden, Einzelhöchstleistungen dieser Abnehmer in der gleichen Zeitspanne.

Windeinspeisung: Erzeugung folgt der Last?

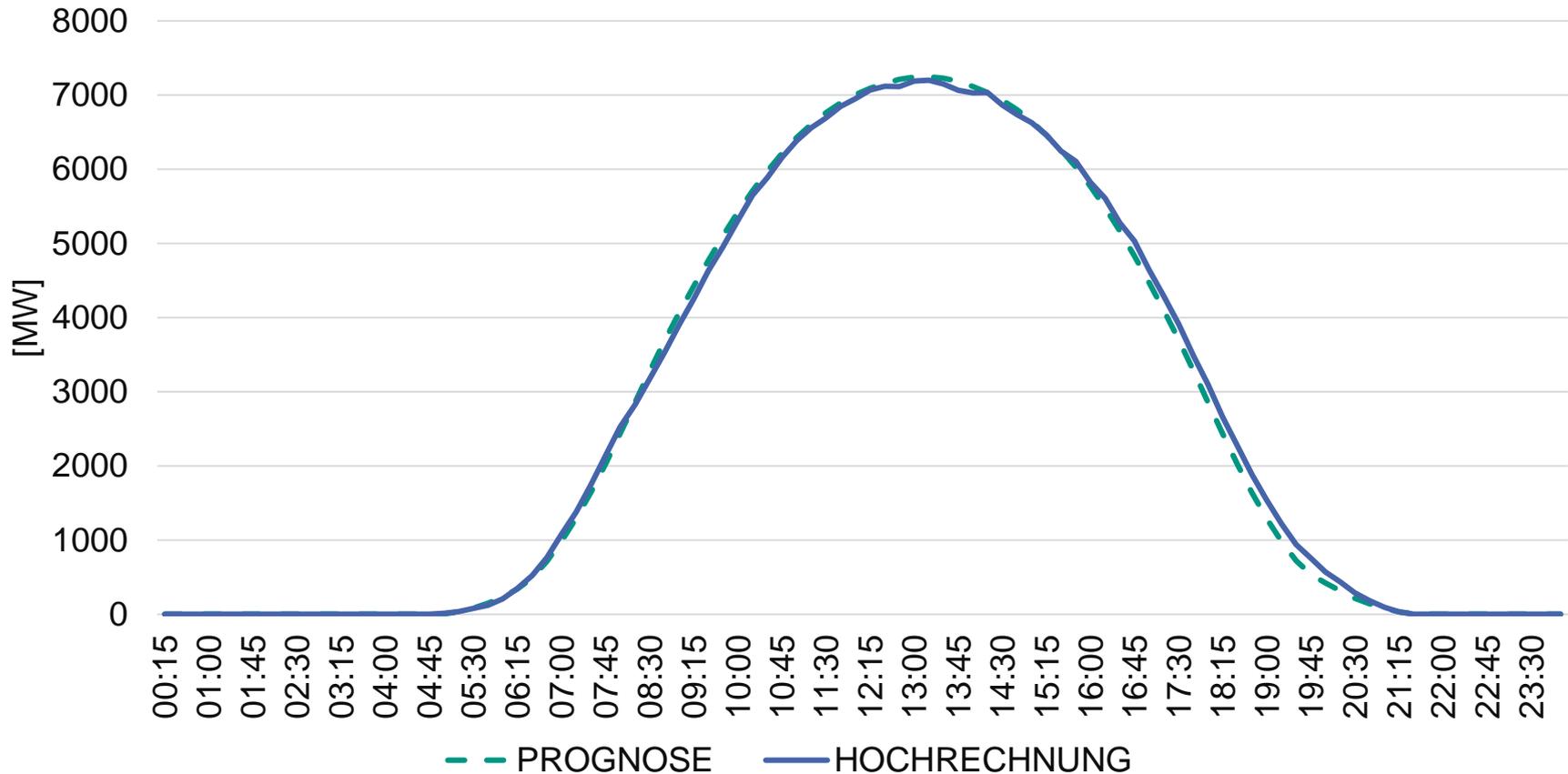
Regelzone der TenneT TSO GmbH am 01.06.2017



Quelle: [TENN-01]

PV-Einspeisung: Erzeugung folgt der Last?

Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH am 01.06.2017



Quellen: [50H-01], [50H-02]

Aufgabe 8

Zeichnen Sie einen typischen Lastgang auf und kennzeichnen Sie Ihnen bekannte Lastbegriffe.

Siehe folgende Folien

Lastgang

- ...stellt die gemessene Leistungsaufnahme eines/ mehrerer Abnehmer über einen bestimmten Zeitraum dar. (i. d. R. viertelstündlich gemittelt)

- ...lässt sich als Zeitreihe interpretieren, bei der sich
 - saisonale,

 - wöchentliche,

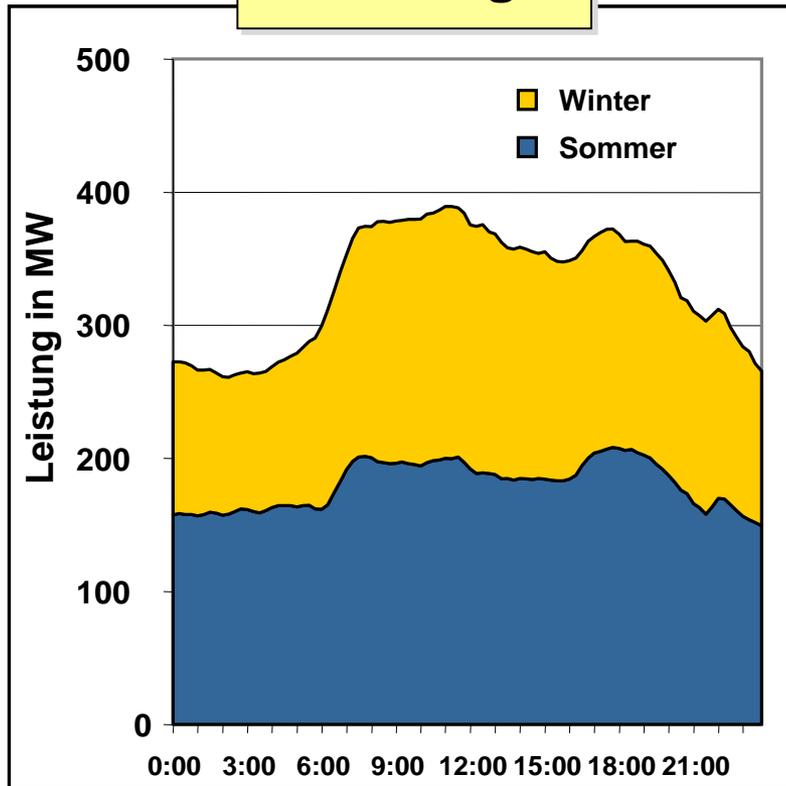
 - tägliche und

 - stochastische,

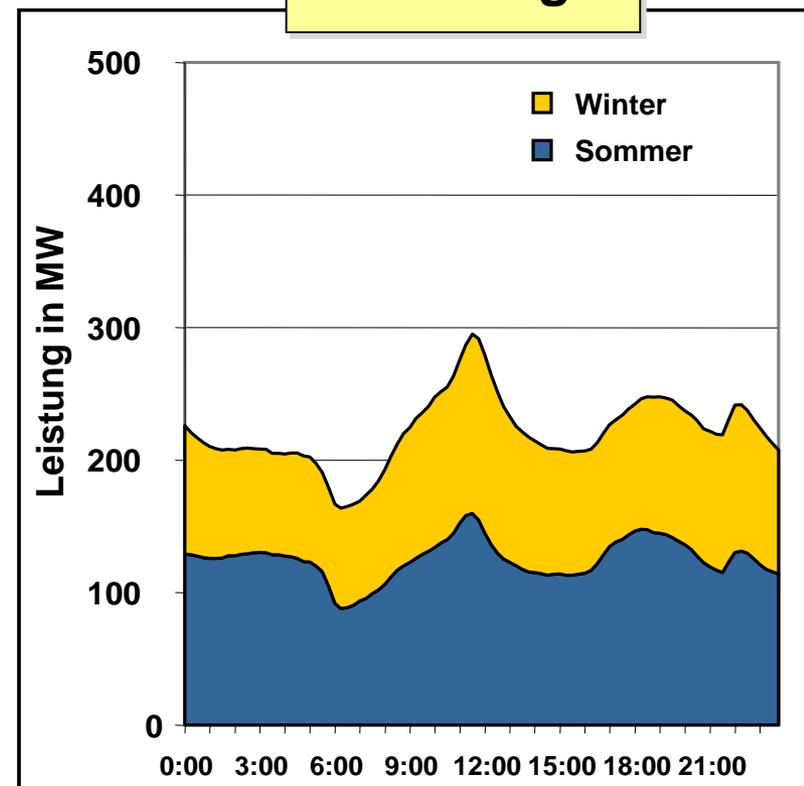
Anteile zu einer Gesamtfunktion überlagern.

Tageslastgang eines EVU

Werktag

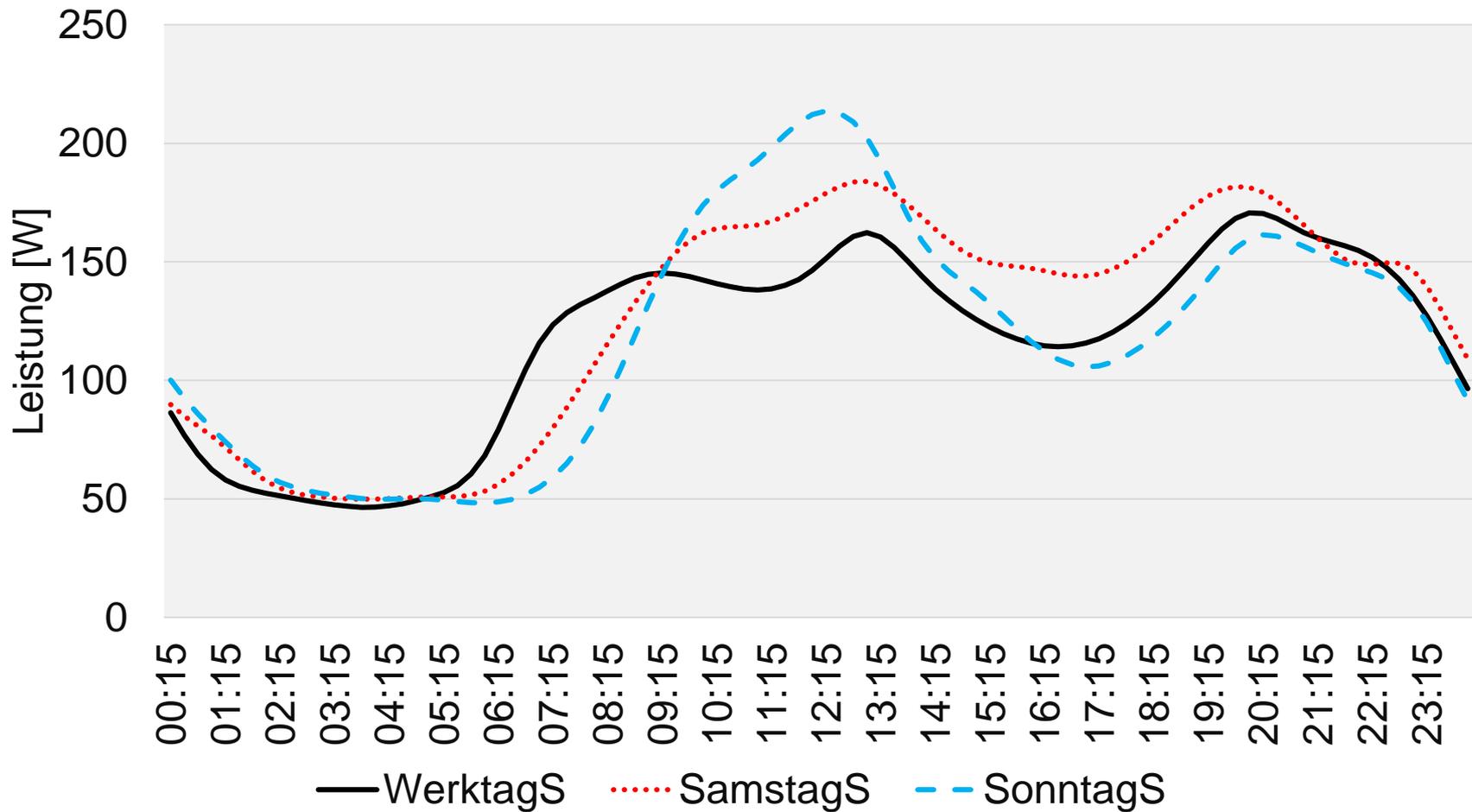


Sonntag

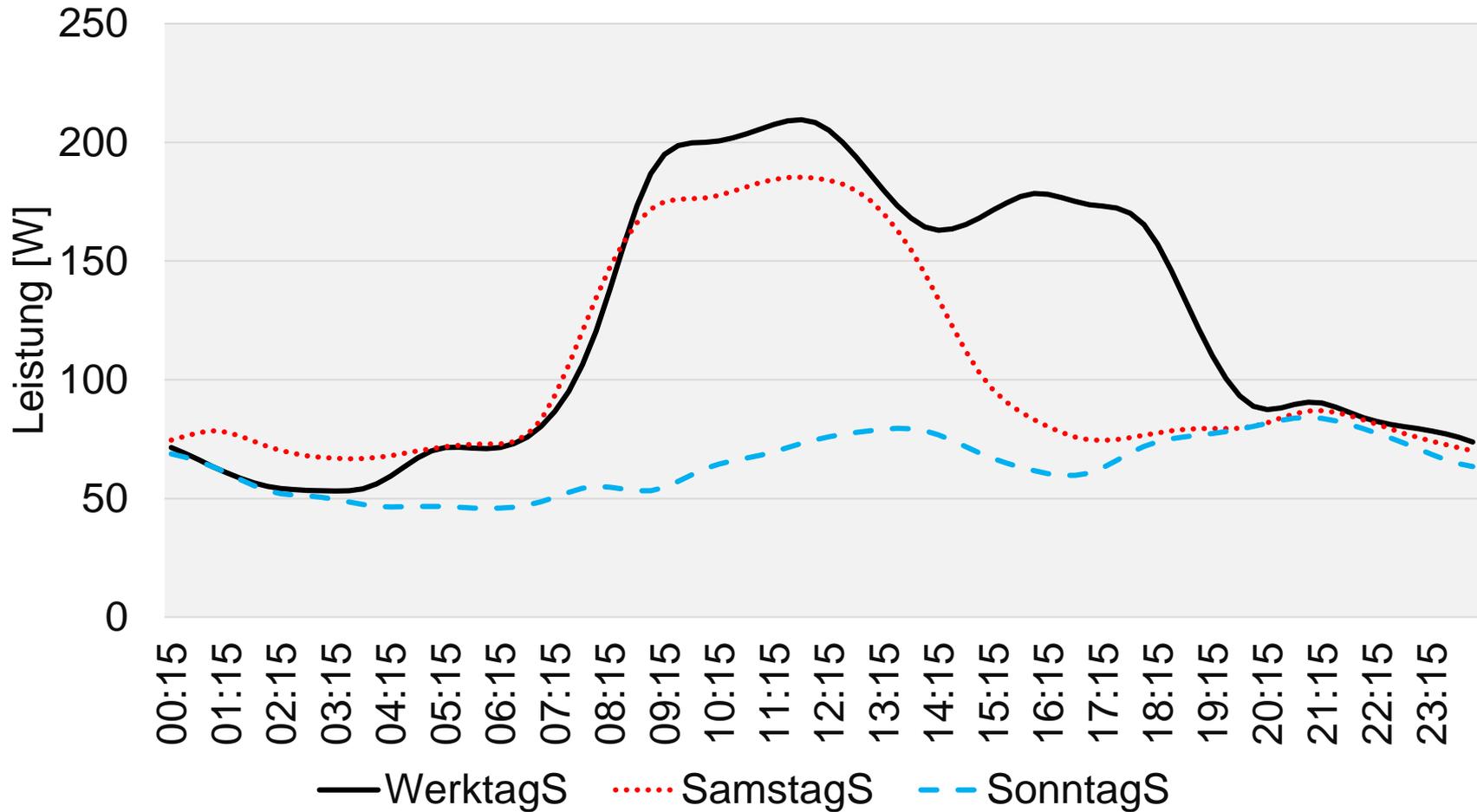


- Der Verlauf der Lastganglinien legt nahe, verschiedene Lastbereiche zu unterscheiden, ohne dass diese jedoch exakt voneinander abgegrenzt werden können.

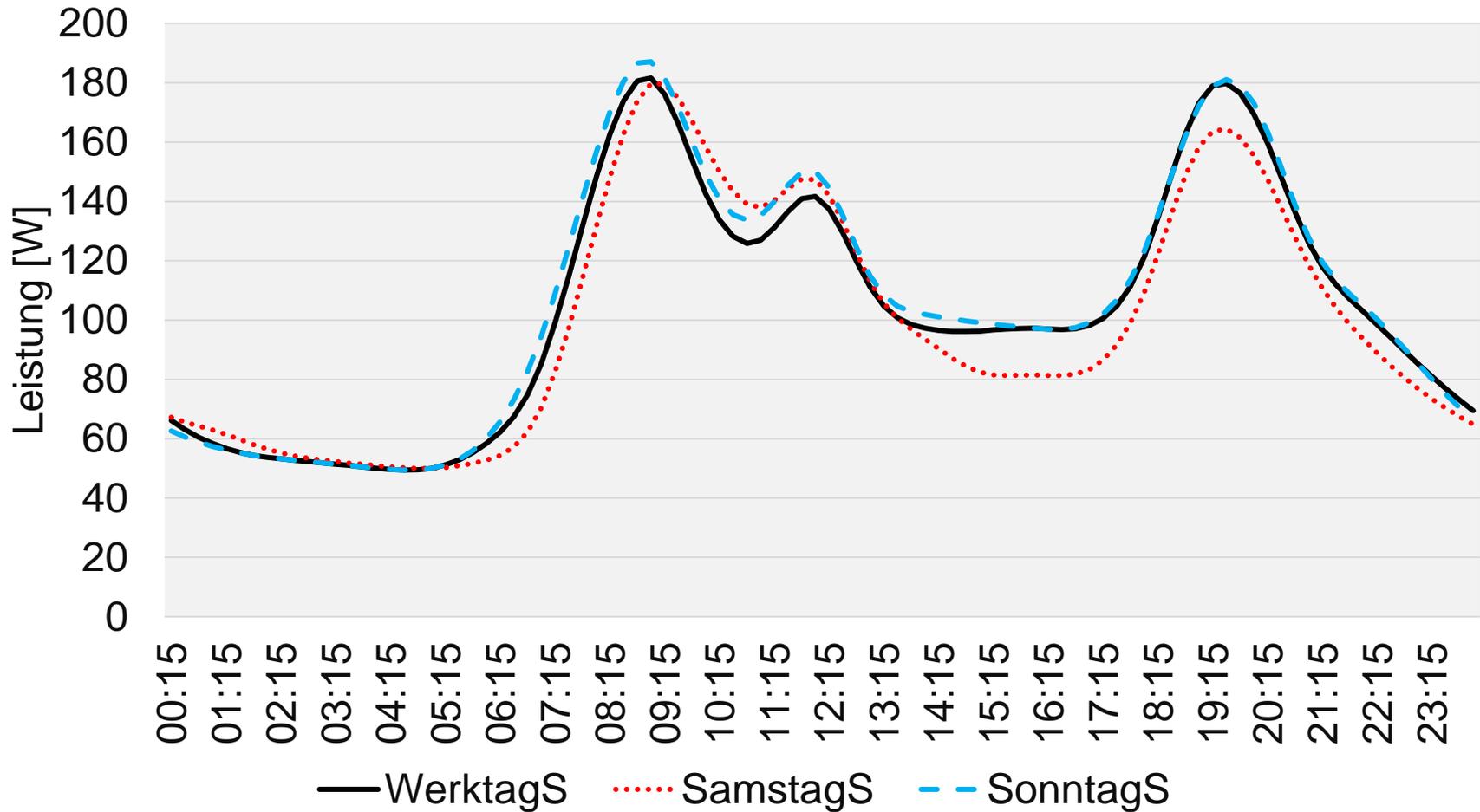
H0: Tageslastprofil Haushalt



G0: Tageslastprofil Gewerbe allgemein

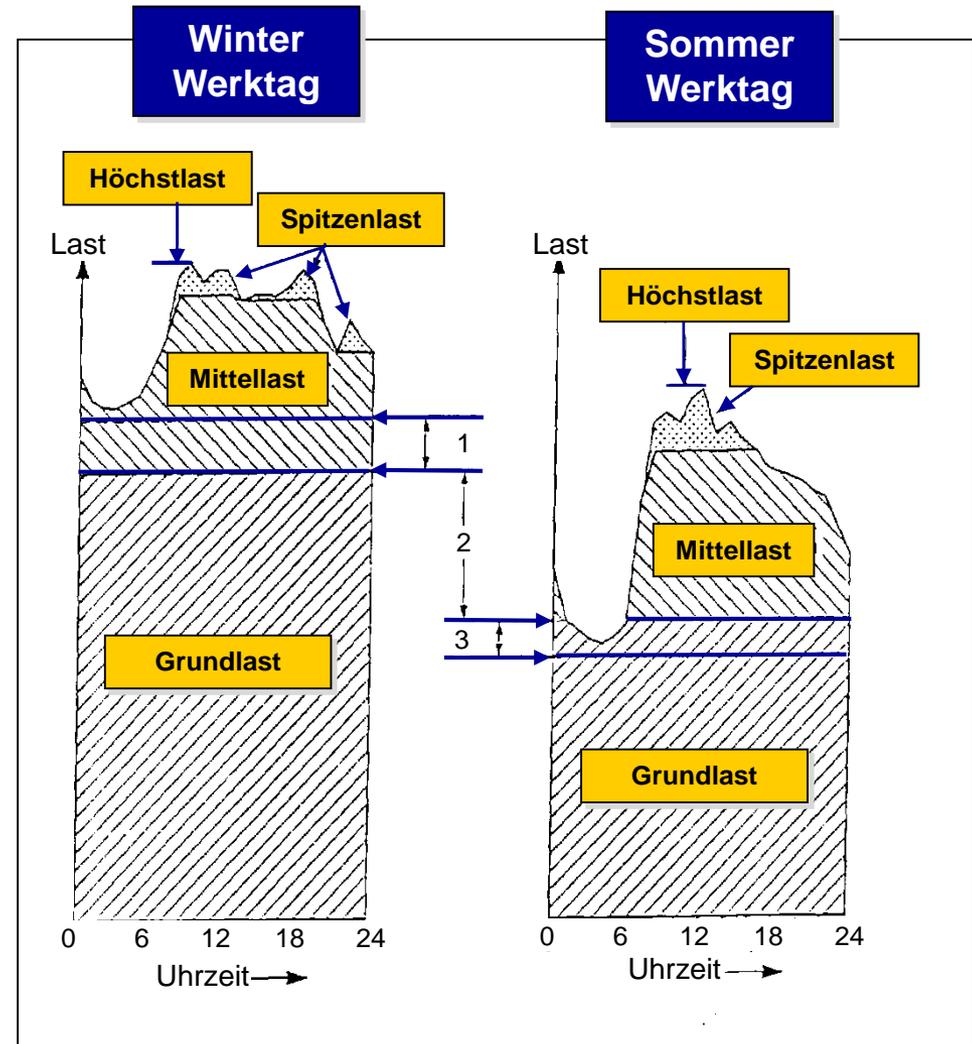


L0: Tageslastprofil Landwirtschaftsbetriebe allgemein

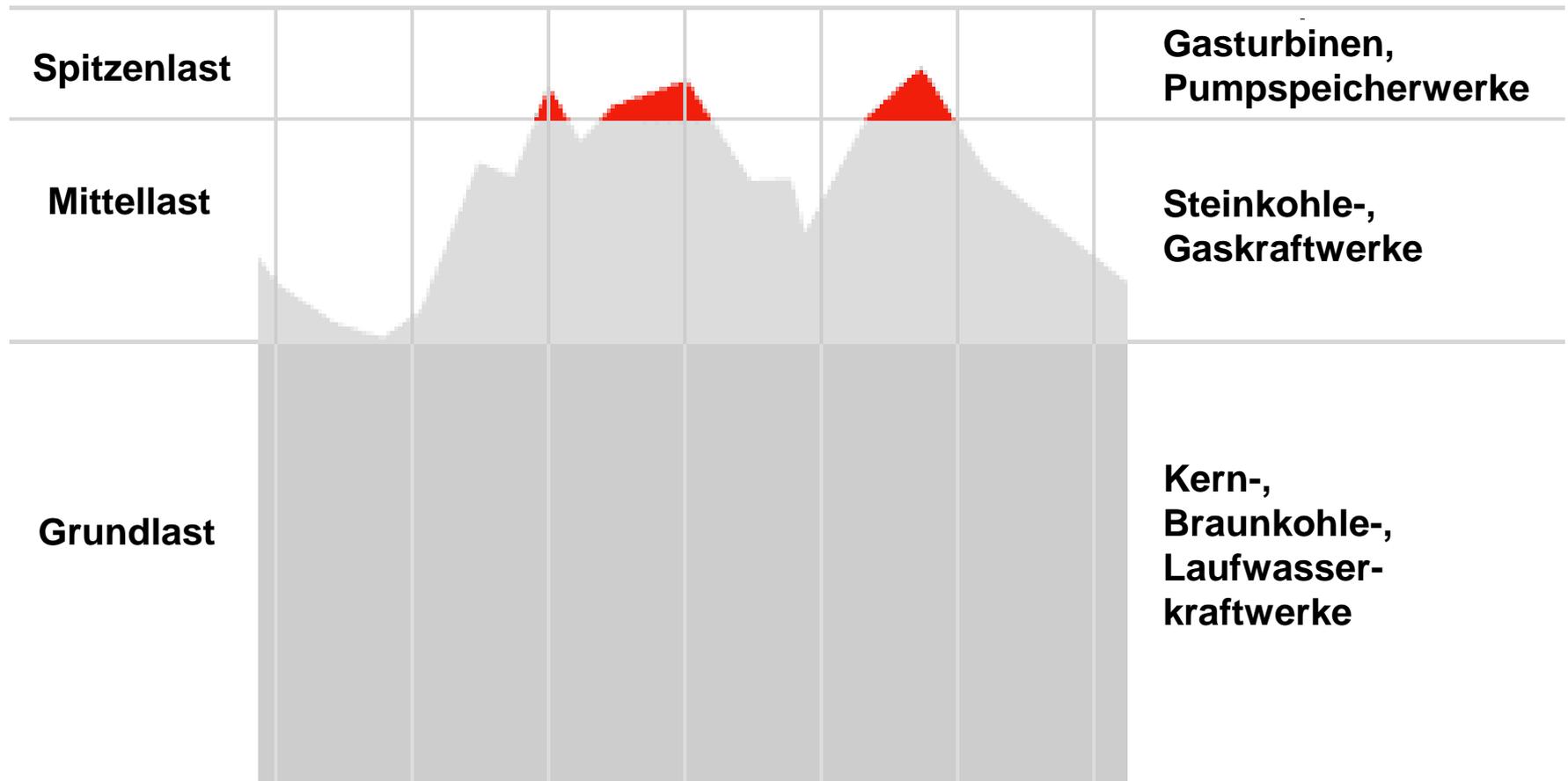


Lastbegriffe

- Der weitgehend durchlaufende Anteil der Last wird als **Grundlastbereich** bezeichnet
- Der **Spitzenlastbereich** ist dadurch gekennzeichnet, dass in kurzer Zeitspanne der Lastverlauf mit steilen Flanken über das vorausgehende und nachfolgende Lastniveau hinausragt (Zeitspanne kann kleiner 1 h sein). An einem Tag können mehrere Spitzenlastbereiche auftreten.
- Der zwischen Grundlast- und Spitzenlastbereich liegende Lastbereich wird als **Mittellastbereich** bezeichnet



Kraftwerksfahrweise



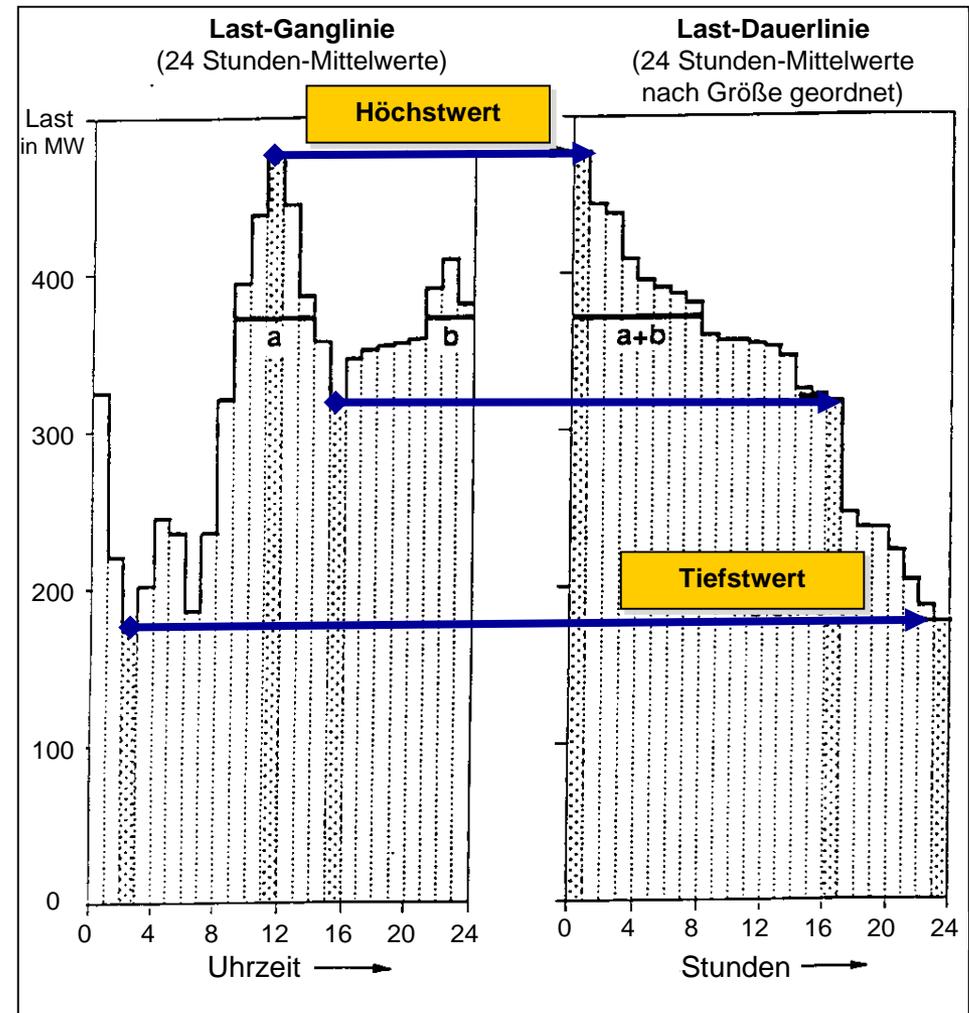
Dauerlinie

- ... ist ein nach der Höhe der Leistungswerte geordneter Lastgang über eine bestimmte Zeitperiode.
- ... ist eine Lastganglinie, die mit dem höchsten Leistungswert beginnend nach fallender Belastung geordnet ist.
- ... gibt an, mit welcher Dauer ein bestimmter Wert während der betrachteten Zeitperiode auftritt.
- ... zeigt die Anzahl der Zeiteinheiten (z. B. Stunden) innerhalb eines Betrachtungszeitraumes (i. d. R. 1 Jahr), bei der eine bestimmte Belastung erreicht bzw. überschritten wird.

➡ Die Dauerlinie lässt sich aus der Lastganglinie ermitteln

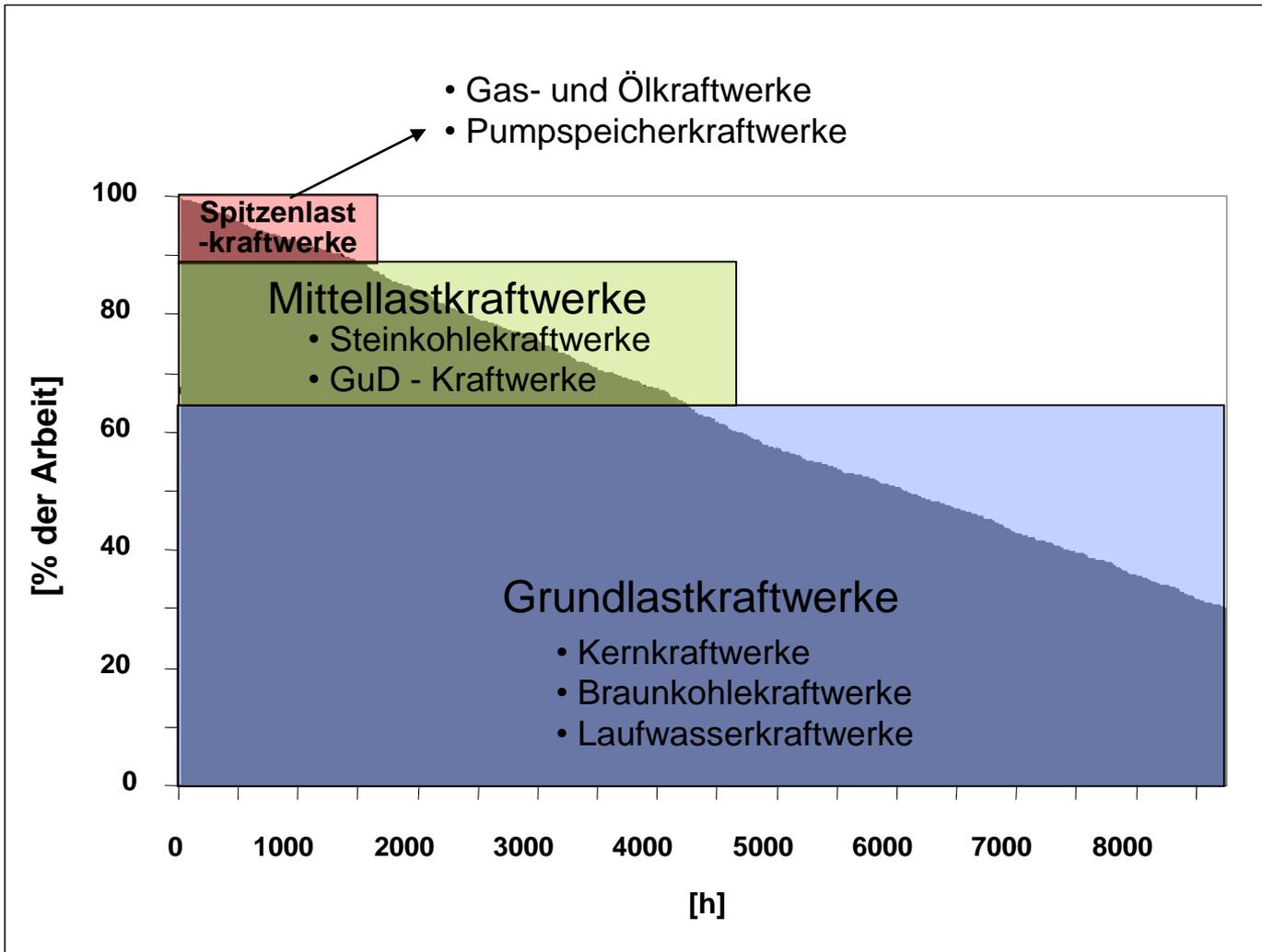
Bestimmung der Dauerlinie aus einer Lastganglinie

- nach der Höhe der Leistungswerte geordneter Lastgang über eine bestimmte Zeitperiode
- mit dem höchsten Leistungswert beginnend und nach fallender Belastung geordnet
- gibt an, mit welcher Dauer ein bestimmter Wert während der betrachteten Zeitperiode auftritt
- zeigt die Anzahl der Zeiteinheiten (z. B. Stunden) innerhalb eines Betrachtungszeitraumes (i. d. R. 1 Jahr), bei der eine bestimmte Belastung erreicht bzw. überschritten wird



Zusammenhang zwischen Lastgang- und Dauerlinie

Lastbereiche und Kraftwerkstypen

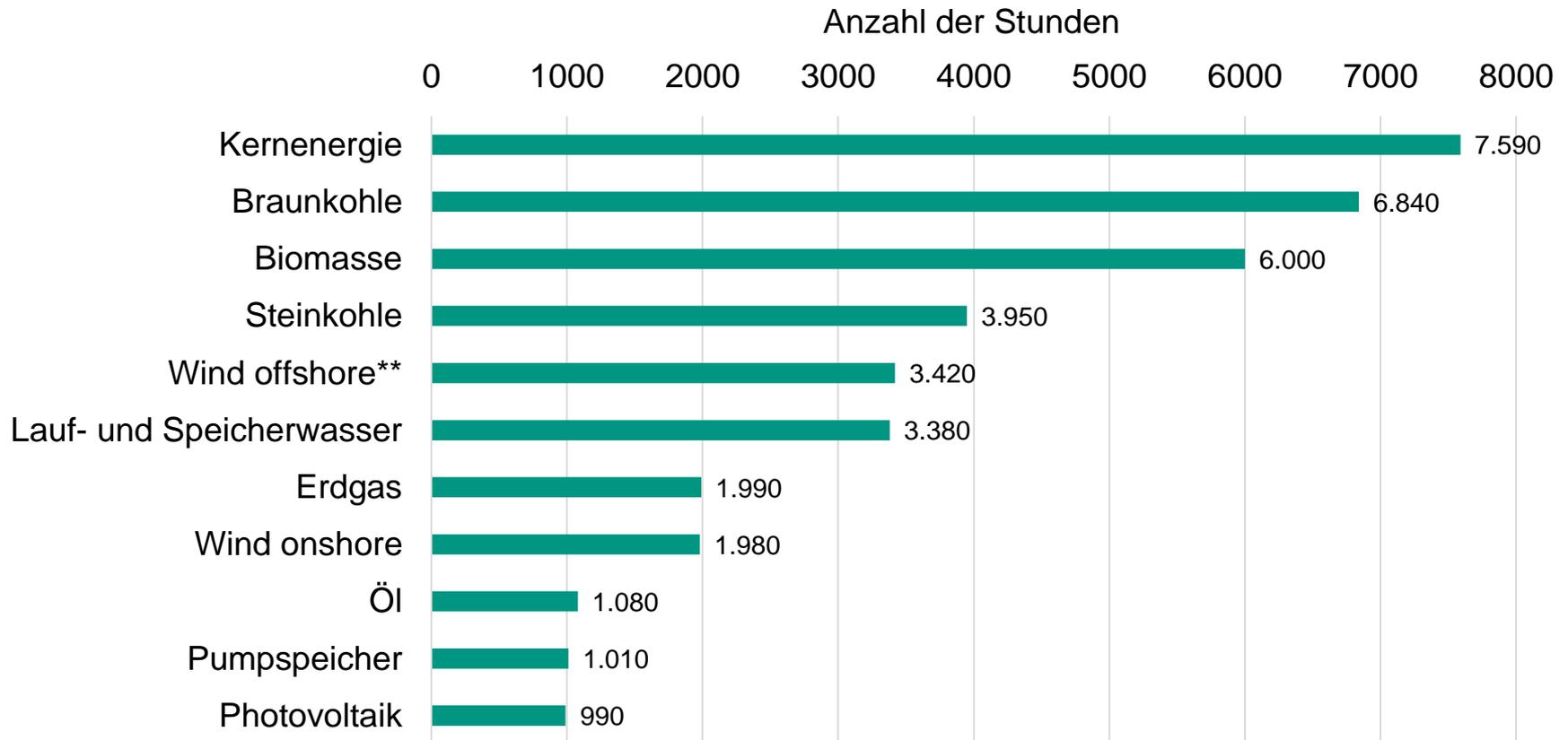


Spitzenlast:
bis 1.500 h
ca. 10% der Arbeit

Mittellast:
1.500 bis 4.000 h
ca. 23% der Arbeit

Grundlast:
4.000 bis 8.760 h
ca. 67% der Arbeit

Volllaststunden* in Deutschland 2015



Quelle: [BDEW-02]

* Die Ausnutzungsdauer (=Volllaststunden) gibt an, in wie viel Stunden die tatsächlich erzeugte Strommenge bei voller Leistung der Anlage (Nettoleistung) erreicht worden wäre.

** Wert 2014; aufgrund geringer Anlagenzahl Wert evtl. nicht repräsentativ

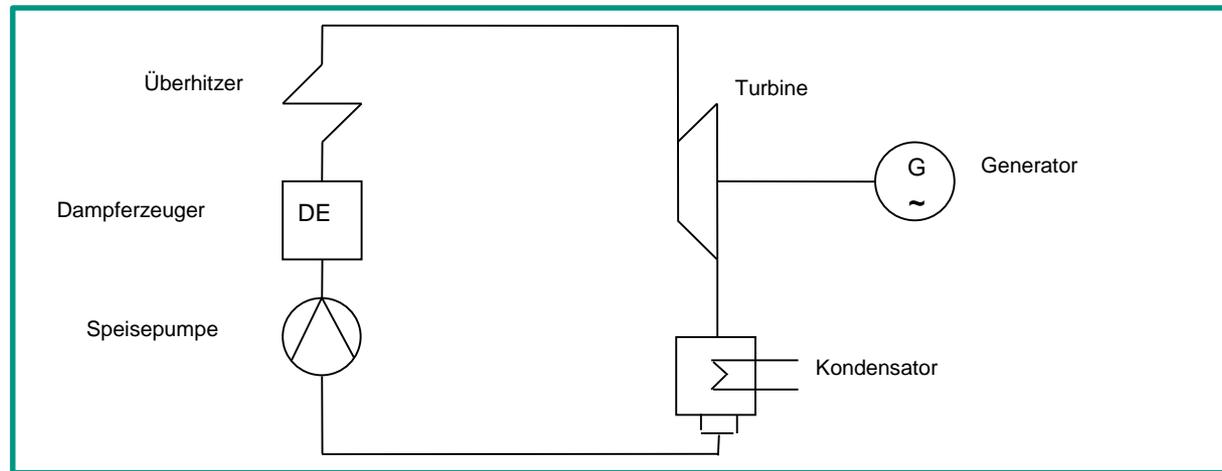
Aufgabe 9

Charakterisieren Sie Ihnen bekannte Technologien zur Stromerzeugung

Siehe folgende Folien

Dampfkraftwerke

Clausius-Rankine Prozess (geschlossener Prozess)



Blockschaltbild mit notwendigen Komponenten

■ Wirkungsgradsteigerungen durch:

- Zwischenüberhitzung, mehrere Turbinenstufen (Hoch-, Mittel-, Niederdruck)
- Regenerative Speisewasservorerwärmung (Teil des Dampfstroms aus Turbine entnommen und Speisewasservorwärmer zugeführt)
- Kraft-Wärme-Kopplung (Auskopplung von Fern-, Nah- oder Prozesswärme)

Komponenten

■ Speisepumpe

- Versorgt den Dampferzeuger mit Wasser
- Wird i.d.R. über eigene kleine Dampfturbine angetrieben
- An- und Abfahrvorgänge übernehmen Elektrospeisepumpen
- Größter Eigenverbraucher eines Dampfkraftwerks (Nettoleistung vs. Bruttoleistung)

■ Überhitzer

- Wasserdampf wird über Verdampfungstemperatur hinaus erhitzt
Bsp.: über 100°C bei atmosphärischem Druck von 1,013 bar
- Erhöht Wirkungsgrad und vermeidet Beschädigung der Turbinen durch kondensierte Flüssigkeit

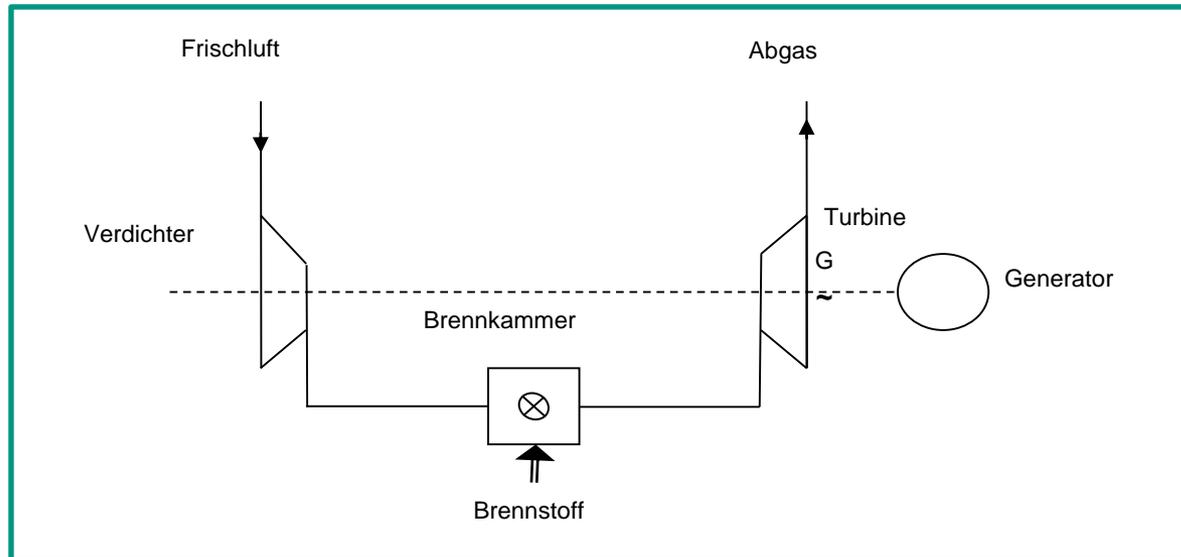
■ Kondensator

- Zur Überführung des Turbinenabdampfs in Speisewasser

Gasturbinen

Joule-Prozess (offener Prozess*)

* im Vergleich zu geschlossenem Prozess entfällt die Kühlung, da kontinuierlich kalte Frischluft angesaugt wird



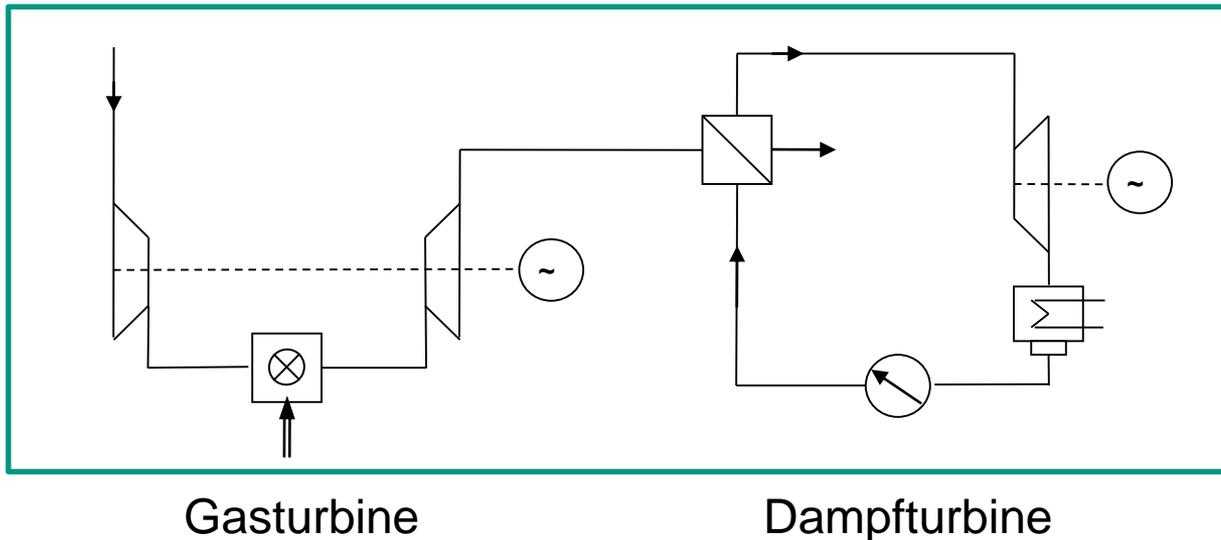
Blockschaltbild mit notwendigen Komponenten

■ Wirkungsgradsteigerungen durch:

- Innerer Wärmeaustausch zwischen Frischluft und Abgas (entspricht regenerativer Vorerwärmung; Austrittstemperatur hinter Turbine höher als hinter dem Verdichter)
- Zwischenüberhitzung, mehrere Turbinenstufen (Hoch-, Mittel-, Niederdruck)

Gas- und Dampfturbine (GuD)

- Kombination von Dampf- und Gasturbine
- Hohes Temperaturniveau der Abgase der Gasturbine
- Deshalb: nachgeschalteter Dampfturbinenprozess
 - Zusatzfeuerung sowie
 - Solobetrieb der Gasturbine möglich



Vergleich verschiedener Kraftwerke

	Wirkungsgrad [%]	Investition [€/kW _{el}]	Brennstoff [Cent/kWh _{th}]	CO ₂ - Emissionen [kg/kWh _{th}]
Steinkohle	46	1300	6	0,338
Braunkohle	44	1400	3,6	0,396
Gas (GT)	45	650	20	0,2
Gas (GuD)	60	800	20	0,2
Nuklear	36	3000	1	0

Aufgabe 7 (Übung 6)

Ein neu zu errichtendes Kernkraftwerk mit einer elektrischen Nennleistung von 1.000 MW soll die folgenden ökonomischen Parameter aufweisen:

Parameter	Einheit	Leichtwasserreaktor
Input (Anteil)		Uran (100 %)
Output (Anteil)		Elektrizität (100 %)
Wirkungsgrad	[%]	35 %
Investition	[€/kW _{el}]	1.250 €/kW _{el}
Sonstige Fixkosten	[€/(kW _{el} *a)]	42 €/(kW _{el} *a)
Betriebskosten	[Cent/kWh _{el}]	0,05 Cent/kWh _{el}
Brennstoffkosten	[Cent/kWh _{th}]	0,5 Cent/kWh _{th}
Nutzungsdauer	[a]	40 a
CO ₂ -Emissionen	[kg/kWh]	-

Es soll über die gesamte Nutzungsdauer hinweg 7.500 Betriebsstunden pro Jahr erreichen. Die Investition soll gleichmäßig über die Nutzungsdauer verteilt werden. Der Zinssatz beträgt 10%. Berechnen Sie:

- die Gesamtkosten pro Jahr
- die spezifischen Stromerzeugungskosten [Cent / kWh_{el}] dieses Kernkraftwerks

Lösung A7

$$a) \quad k_{ges} = k_{fix} + k_{var} = k_{fix,Kapital} + k_{fix,Sonst} + k_{var,Betrieb} + k_{var,Fuel}$$

$$\text{Investition:} \quad I = 1000MW_{el} \times 1\,250\,000 \frac{\text{€}}{MW_{el}} = 1\,250 \text{ Mio€}$$

$$\begin{array}{l} n = 40 \\ i = 10\% \end{array} \rightarrow \text{Annuitätenfaktor } a = \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} = \frac{(1+0,1)^{40} \times 0,1}{(1+0,1)^{40} - 1} = 0,1023$$

$$\Rightarrow k_{fix,Kapital} = a * I = 1\,250 \text{ Mio} \times 0,1023 \frac{1}{a} = \mathbf{127,82 \text{ Mio} \frac{\text{€}}{a}}$$

$$k_{fix,Sonst} = 1000MW_{el} \times 42.000 \frac{\text{€}}{MW_{el} * a} = \mathbf{42 \text{ Mio} \frac{\text{€}}{a}}$$

7500 Betriebsstunden

$$\rightarrow E_{el} = P_{el} * t_{Vollast} = 1000 MW_{el} \times 7500 h \text{ pro Jahr} = 7\,500\,000 \frac{MWh_{el}}{a}$$

$$E_{th} = \frac{E_{el}}{\eta} = \frac{7\,500\,000 \frac{MWh_{el}}{a}}{0,35 \frac{MWh_{el}}{MWh_{th}}} = 21\,428\,571 \frac{MWh_{th}}{a}$$

$$k_{var,Betrieb} = 0,5 \frac{\text{€}}{MWh_{el}} \times 7\,500\,000 \frac{MWh_{el}}{a} = \mathbf{3,75 \text{ Mio} \frac{\text{€}}{a}}$$

$$k_{var,Fuel} = 5 \frac{\text{€}}{MWh_{th}} \times 21\,428\,571 \frac{MWh_{th}}{a} = \mathbf{107,14 \text{ Mio} \frac{\text{€}}{a}}$$

$$k_{ges} = \mathbf{280,71 \text{ Mio} \frac{\text{€}}{a}}$$

b) Spezifische Stromerzeugungskosten:

$$k_{spez} = \frac{k_{ges}}{E_{el}} = \frac{280,71 \text{ Mio €/a}}{7,5 \text{ Mio } MWh_{el}/a} = 37,4 \frac{\text{€}}{MWh_{el}} \text{ bzw. } 3,74 \frac{\text{cent}}{kWh_{el}}$$

Kraftwerkskosten

- Kraftwerkskostenfunktion:

$$K_{\text{ges}} = K_{\text{fix}} + K_{\text{var}}$$



$$K_{\text{fix,KKW}} > K_{\text{fix,Kohle}} > K_{\text{fix,GuD}} > K_{\text{fix,Gas}}$$



$$K_{\text{var,KKW}} < K_{\text{var,Kohle}} < K_{\text{var,GuD}} < K_{\text{var,Gas}}$$

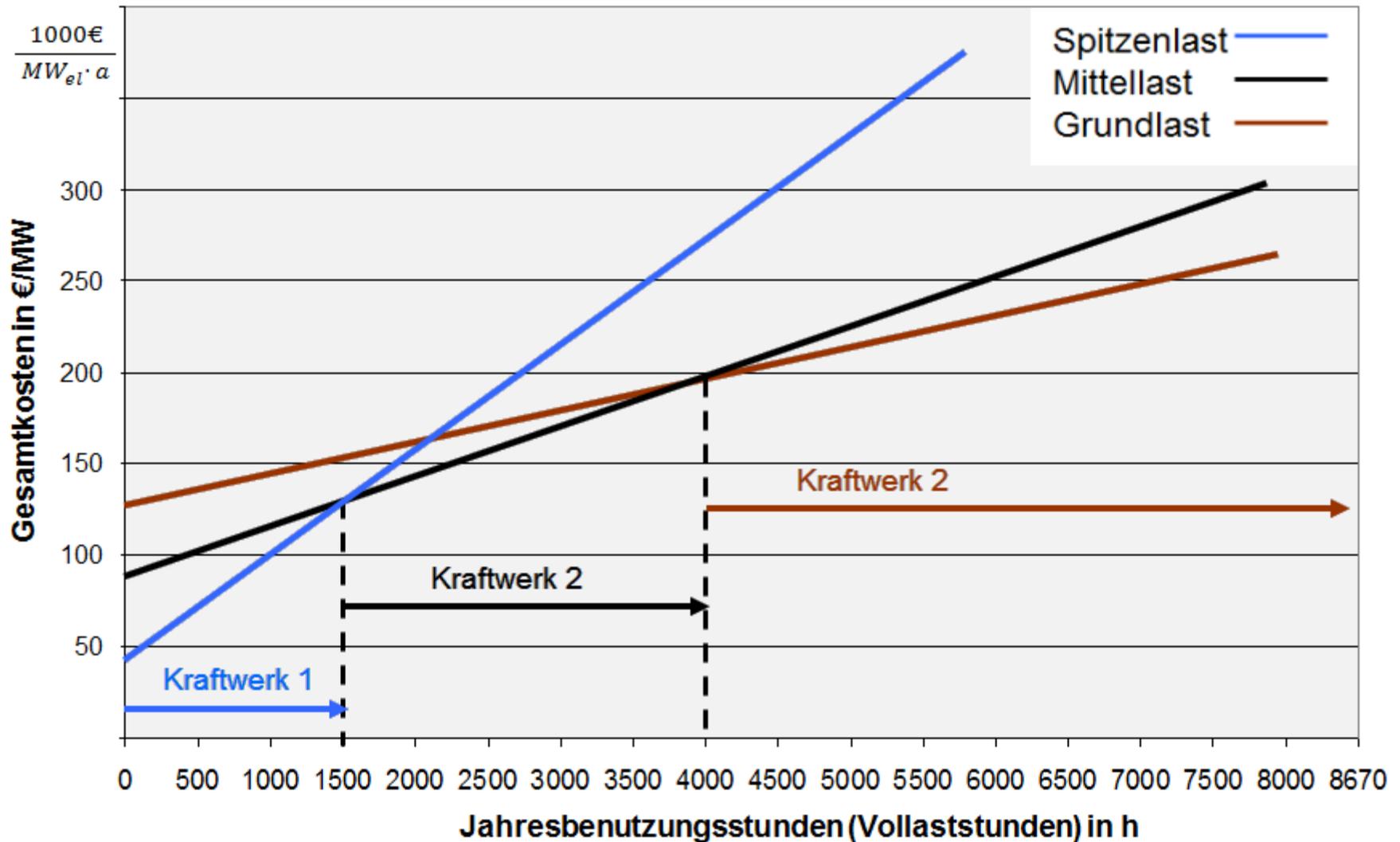
- Fixe Kosten:

- Kapitalkosten (Investition)
- Steuern und Versicherungen
- Zinszahlungen
- Rückbaukosten
- Fixe Betriebskosten (Personalkosten, Instandhaltungs- u. Wartungskosten)

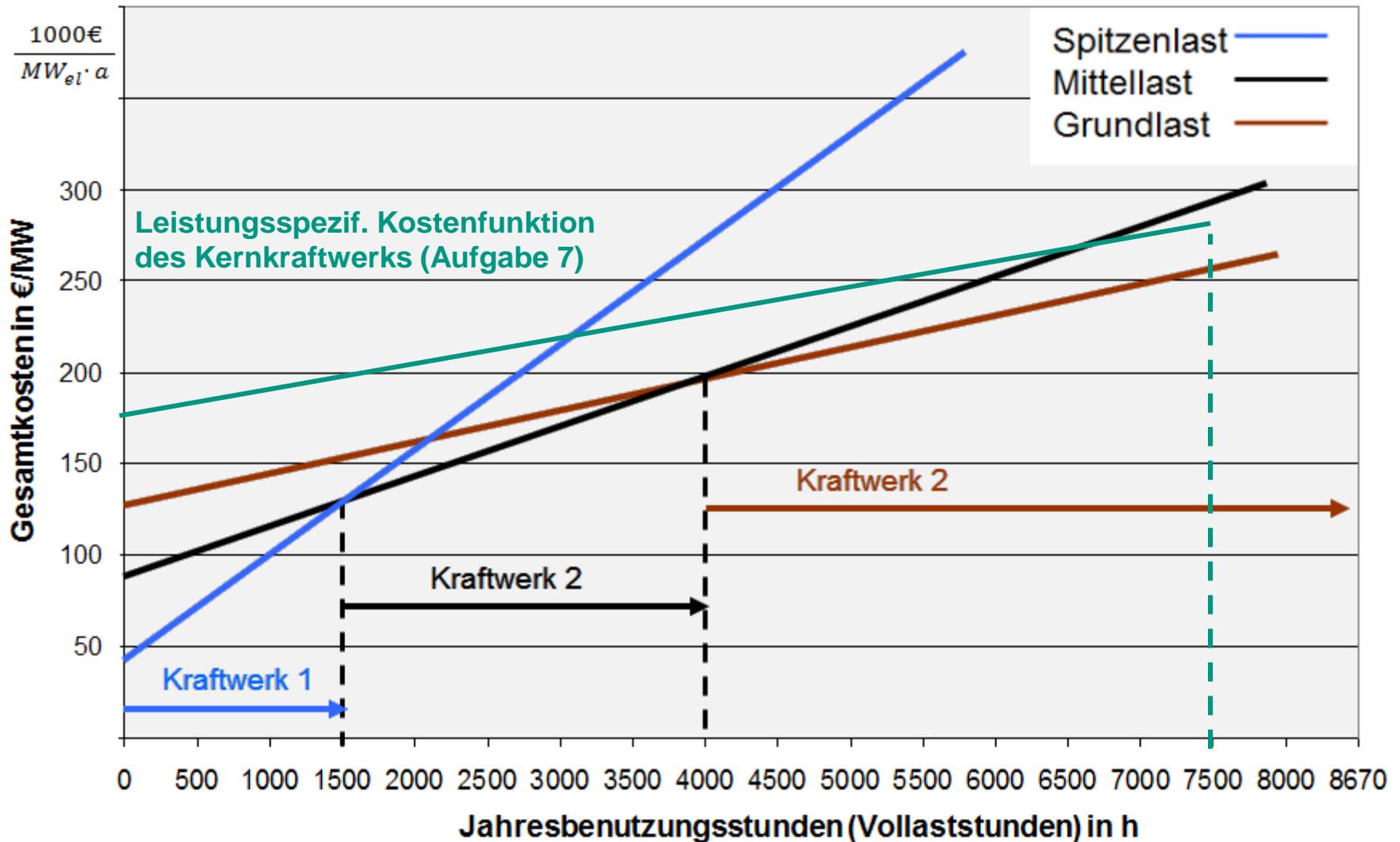
- Variable Kosten:

- Variable Betriebskosten (Entsorgung, Hilfs- und Betriebsstoffe)
- Brennstoffkosten
- Zertifikatskosten

Kraftwerkskostenfunktion



Kraftwerkskostenfunktion



Lösung A7 – Zusatz

Gesamtkosten in Abhängigkeit von $t_{Volllast}$

$$k_{ges}(t_{Volllast}) = k_{fix} + k_{var}(t_{Volllast})$$

$$= 127,82 \text{ Mio } \frac{\text{€}}{\text{a}} + 42 \text{ Mio } \frac{\text{€}}{\text{a}} + \left(0,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \cdot 1000 \text{ MW}_{el} + 5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{th}} \cdot \frac{1000 \text{ MW}_{el}}{0,35 \frac{\text{MW}_{el}}{\text{MW}_{th}}} \right) \cdot t_{Volllast}$$

$$= 169,82 \text{ Mio } \frac{\text{€}}{\text{a}} + \left(500 \frac{\text{€}}{\text{h}} + 14\,285,71 \frac{\text{€}}{\text{h}} \right) \cdot t_{Volllast}$$

$$k_{ges}(t_{Volllast}) = 169,82 \text{ Mio } \frac{\text{€}}{\text{a}} + 14\,785,71 \frac{\text{€}}{\text{h}} \cdot t_{Volllast}$$

$$\text{Kontrolle: } k_{ges}\left(7500 \frac{\text{h}}{\text{a}}\right) = 169,82 \text{ Mio } \frac{\text{€}}{\text{a}} + 14\,785,71 \frac{\text{€}}{\text{h}} \cdot 7500 \frac{\text{h}}{\text{a}}$$

$$k_{ges}\left(7500 \frac{\text{h}}{\text{a}}\right) = 169,82 \text{ Mio } \frac{\text{€}}{\text{a}} + 110,89 \frac{\text{€}}{\text{a}} = 280,71 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

Lösung A7 – Zusatz: leistungsspezifische Gesamtkosten in Abhängigkeit von $t_{Volllast}$

$$\frac{k_{ges}(t_{Volllast})}{P_n} = \frac{k_{ges}}{1000 MW_{el}} = 169\,820 \frac{\text{€}}{MW_{el} \cdot a} + 14,785 \frac{\text{€}}{MWh_{el}} t_{Volllast}$$

oder

$$\frac{k_{ges}(t_{Volllast})}{P_n} = 0,1023 \frac{1}{a} \cdot 1\,250\,000 \frac{\text{€}}{MW_{el}} + 42.000 \frac{\text{€}}{MW_{el} \cdot a} + \left(0,5 \frac{\text{€}}{MWh_{el}} + \frac{5}{0,35} \frac{\text{€}}{MW_{el}}\right) t_{Volllast}$$

$$\text{Kontrolle: } \frac{k_{ges} \left(7500 \frac{h}{a}\right)}{P_N} = 280\,710 \frac{\text{€}}{MW_{el} \cdot a}$$

$$k_{spez}/(t_{Volllast}) = 169\,820 \frac{\text{€}}{MW_a} / t_{Volllast} + 14,785 \frac{\text{€}}{MWh_{el}}$$

Aufgabe 10

Ein Energieversorgungsunternehmen steht vor der Entscheidung, ein neues Kraftwerk zu bauen. Als Alternativen stehen dem Unternehmen drei unterschiedliche Typen zur Verfügung, welche es in beliebiger Größe (MW_{el} installierter Leistung) ordern kann:

Kraftwerkstyp	Investitionen [€/kW]	Wirkungsgrad	Variable Kosten [€/MWh _{el}] (ohne Brennstoff)
Braunkohle	1600	0,41	2
Steinkohle	1000	0,43	2
Gasturbine	500	0,36	1

Die notwendigen Brennstoffe könnte es zu folgenden Preisen beziehen:

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas
Brennstoffpreis [€/MWh _{th}]	4	8	15

Die Nutzungsdauer beträgt jeweils 40 Jahre. Der Zinssatz ist 10%. Das Unternehmen ist noch unentschieden über die Auslastung des neuen Kraftwerks. Ermitteln Sie die Gesamtkostenfunktion in Abhängigkeit der Volllaststunden und geben Sie an, welcher Kraftwerkstyp für welche Auslastung am günstigsten ist!

Stellen Sie den Sachverhalt graphisch dar!

Lösung A10

$$a) \quad k_{\text{ges}}(t) = \underbrace{a \cdot I}_{\text{fixe Kosten}} + \underbrace{(k_B + k_F) \cdot t}_{\text{variable Kosten}} \quad (t \text{ in } h)$$

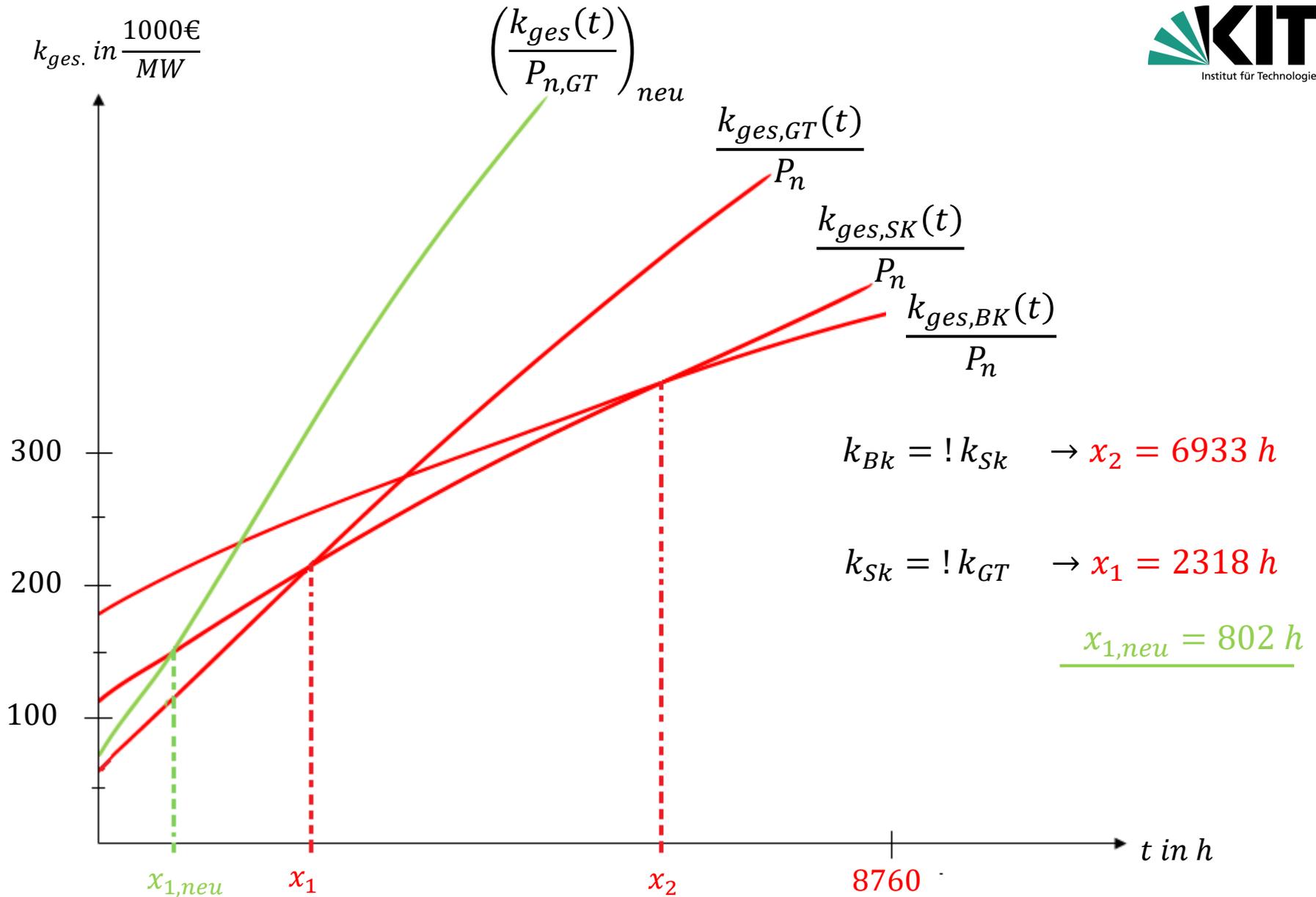
Annuität der Investitionen: $i = 10\%$ $n = 40a \rightarrow a = 0,1023$

$$\frac{k_{\text{ges},BK}(t)}{P_n} = 0,1023 \cdot 1\,600\,000 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} + \left(2 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} + \frac{4}{0,41} \frac{\text{MWh}_{el}}{\text{MWh}_{th}} \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{th}} \right) \cdot t$$

$$= 163\,615 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} + 11,76 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \cdot t$$

$$\frac{k_{\text{ges},SK}(t)}{P_n} = 102\,259 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} + 20,61 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \cdot t$$

$$\frac{k_{\text{ges},GT}(t)}{P_n} = 51\,130 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} + 42,67 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \cdot t$$



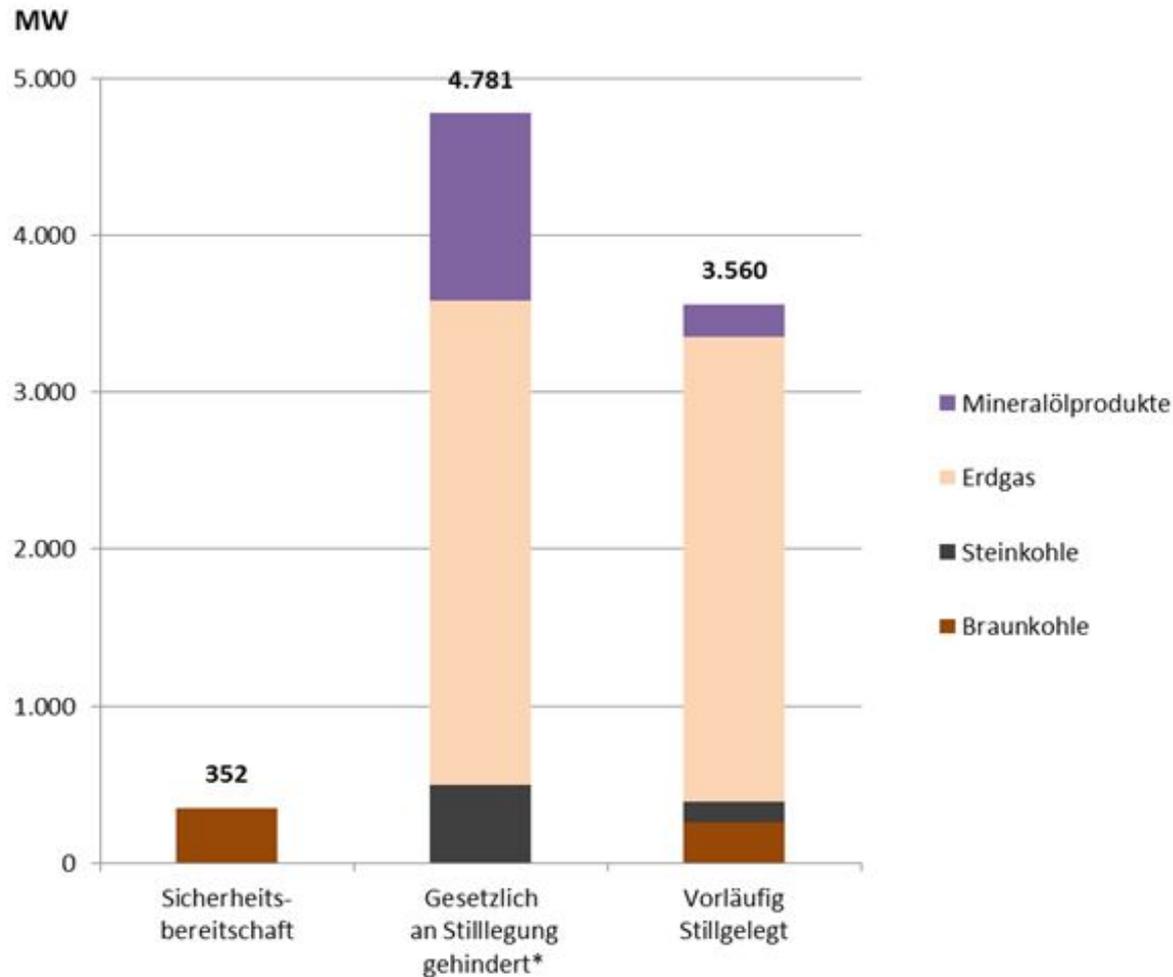
Wirtschaftlichkeit von Neuinvestitionen?



***„Eon und Partner wollen hochmodernes Gaskraftwerk stilllegen
Das Gaskraftwerk nahe Ingolstadt ist eines der modernsten in Europa. Dennoch
ist die wirtschaftliche Situation laut dem Energiekonzern Eon kritisch.“***

Quelle: [HAN-01]

Kraftwerke außerhalb des Strommarktes



*Systemrelevante Kraftwerke gem. § 13b EnWG, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zu Zwecken der Wahrung der Versorgungssicherheit betrieben werden.

Stand: 31.03.2017

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Was sagt das Gesetz?

§13b EnWG: Stilllegung von Anlagen

- (1) Betreiber von Anlagen (...) ab 10 Megawatt sind verpflichtet, **vorläufige oder endgültige Stilllegungen** ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes und der Bundesnetzagentur möglichst frühzeitig, mindestens aber **zwölf Monate vorher anzuzeigen**.

§13c EnWG: Vergütung bei geplanten Stilllegungen von Anlagen

- (1) Fordert der Betreiber eines Übertragungsnetzes den Betreiber einer Anlage (...) nach § 13b Absatz 4 dazu auf, die **Betriebsbereitschaft der Anlage** für Anpassungen der Einspeisung weiter vorzuhalten oder wiederherzustellen, kann der Betreiber als **angemessene Vergütung** geltend machen.

OLG Düsseldorf (2015):

Auch entgangene Gewinnmöglichkeiten seien zu vergüten. Dazu gehöre auch die durch Redispatch genommene Möglichkeit zur Teilnahme am Intraday-Markt.

Quelle: [EUM-01]

Aufgabe 10 (Fortsetzung)

Politische Spannungen zwischen der Ukraine und dem Hauptexporteur Russland führen zu einer Blockade wichtiger Gasleitungen. Dies führt zu einem Engpass in der Gasversorgung. Sie haben das Angebot von Algerien, LNG zu beziehen, leider allerdings zum doppelten Preis (30€). Wie ändert sich Ihre Kalkulation?

Von welchen weiteren Einflussfaktoren könnte die Entscheidung abhängen?

Lösung A10 (Fortsetzung)

$$\left(\frac{k_{ges}(t)}{P_{n,GT}}\right)_{neu} = 51\,130 \frac{\text{€}}{\text{MW}_{el}} + 84,33 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \cdot t$$

→ $x_{1,neu} = 802 \text{ h}$

weitere Einflussfaktoren:

- zusätzliche Transportkosten
- Technologiefortschritt, der z.B. zur Erhöhung des Wirkungsgrads oder Senkung der Investitionskosten oder variablen Kosten führt
- Änderung der Rohstoffpreise, z.B. durch Erschließung neuer Reserven (Schiefergas mit Hydraulic Fracturing) oder durch Änderung der bisher angenommenen Ressourcen/Reserven
- Umweltkosten, z.B. Kosten für Emission von CO₂
- Politische Abhängigkeiten und Restriktionen, z.B. Verbot Kernkraft in D.
- Regelbarkeit des Kraftwerks, z.B. Anfahrzeit.

Wo befinden sich LNG-Terminals?



Quelle: [GIE-01]

Ein LNG-Terminal für Deutschland?

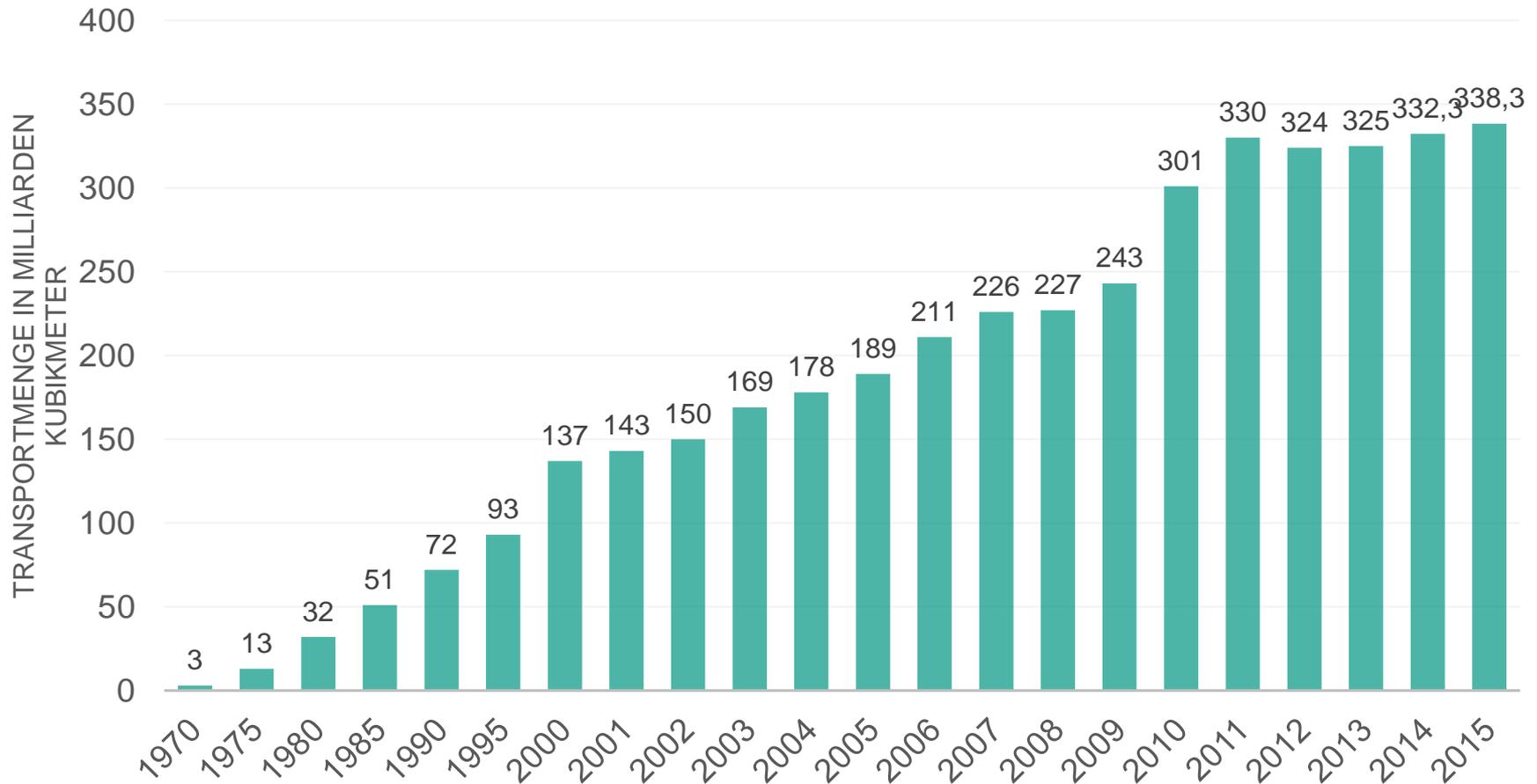
- *„Das erste große LNG-Terminal in Deutschland, an dem verflüssigtes Erdgas getankt werden kann, soll im schleswig-holsteinischen Hafen Brunsbüttel entstehen. Der niederländische Konzern Gasunie (Groningen) hat sich nach eigenem Bekunden für Brunsbüttel entschieden und will zunächst die Nachfrage nach LNG an dem Standort ausloten. Die endgültige Entscheidung werde 2018 fallen (...)“*

Quelle: [WELT-01]

- *„Es ist noch nicht der Durchbruch, aber ein wichtiger Meilenstein: Brunsbüttel bringt sich in Position für die Errichtung eines Flüssiggas-Terminals. Heute wollen Brunsbüttel Ports und die niederländische Gasunie eine Absichtserklärung unterzeichnen, die den Holländern die Grundlage gibt, die Wirtschaftlichkeit der 400-Millionen-Investition zu ergründen. Ende 2017 erwartet Hafenchef Frank Schnabel eine Aussage, ob sich der finanzielle Aufwand lohnt.“*

Quelle: [SHZ-01]

Stellenwert von LNG?

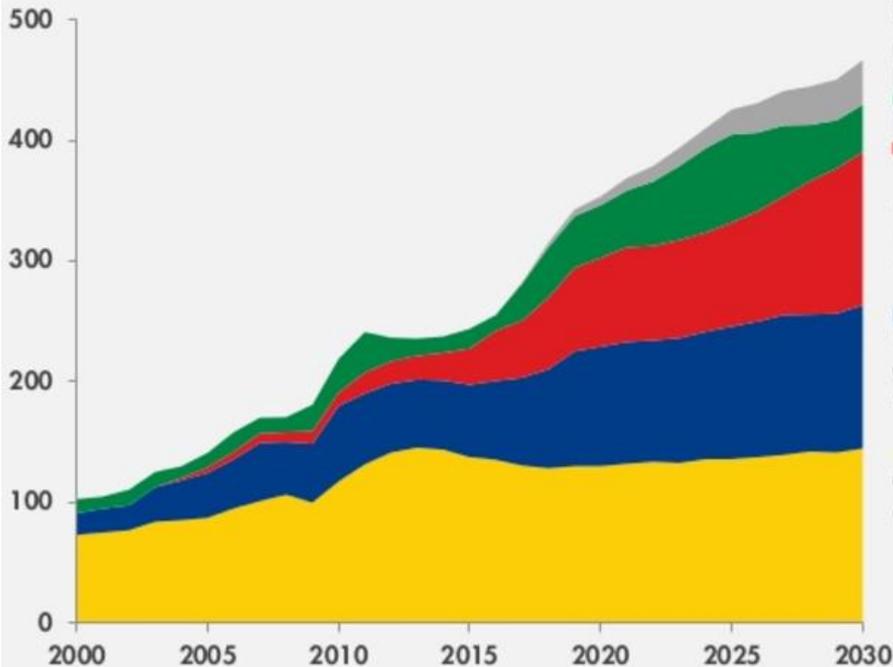


Entwicklung des Handelsvolumens von LNG weltweit (in Mrd. m³)

Quelle: [BP-01]

Stellenwert von LNG?

LNG imports by role in meeting gas demand (MTPA)



LNG demand driver Countries/regions

Bunker fuel	■ Atlantic	■ Middle East	■ Pacific
Balances LNG supply	■ Northwest Europe		
LNG replaces declining domestic production into existing demand	■ India ■ Thailand ■ Indonesia ■ Malaysia ■ Pakistan*	■ Egypt* ■ Kuwait ■ UAE ■ Colombia*	■ Bangladesh* ■ Bahrain* ■ Philippines* ■ Vietnam*
LNG complements domestic and pipeline supply	■ Southern Cone ■ Eastern Europe ■ Southern Europe ■ North America	■ China ■ Singapore	■ Morocco* ■ Jordan* ■ Israel
Gas supply solely dependent on LNG	■ Japan ■ Korea ■ Taiwan	■ Puerto Rico ■ Dominican Republic	■ Jamaica* ■ Panama*

Source: Shell interpretation of Wood Mackenzie Q4 2016 data
* Denotes new or emerging LNG importing countries

Copyright of Royal Dutch Shell plc

Quelle: [SHE-01]

14

Aufgabe 11

Der Emissionshandel ist in den bisherigen Überlegungen (Aufgabe 10) noch nicht berücksichtigt. Die Emissionsfaktoren für die jeweiligen Brennstoffe lauten:

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas
CO ₂ -Emissionsfaktor [g/kWh _{th}]	399,6	352,8	201,6

Der CO₂-Preis beträgt derzeit 20€/t. Ändert sich etwas an der Entscheidung?
 (bei einem unveränderten Gaspreis von 15€/MWh_{th})

Lösung A11

$$\begin{aligned}
 k_{ges}(t) &= k_{fix} + \underbrace{(k_B + k_F + k_{CO_2})}_{\frac{EF}{\eta} \times p_{CO_2}} \times t \\
 &= \frac{EF}{\eta} \times p_{CO_2} \quad \left[\frac{kg}{MWh} * \frac{\text{€}}{tonne} \right]
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 k_{CO_2,BK} &= \frac{399,6 \frac{kg}{MWh_{th}}}{0,41} \times 20 \frac{\text{€}}{tonne} = 974,63 \frac{kg}{MWh_{el}} \times 20 \frac{\text{€}}{tonne} \\
 &= 19,5 \frac{\text{€}}{MWh_{el}}
 \end{aligned}$$

$$k_{CO_2,SK} = 16,41 \frac{\text{€}}{MWh_{el}}$$

$$k_{CO_2,GT} = 11,20 \frac{\text{€}}{MWh_{el}}$$

$\Rightarrow x_1 = 3034 h$ und Braunkohlekraftwerk entfällt, da $x_2 > 8760$

CO2-Zertifikatepreis

CO2 EUROPEAN EMISSION ALLOWANCES CHART IN EURO - 5 JAHRE

Währung: EUR Optionen

Intraday 1 Woche 1 Mon. 3 Mon. 1 Jahr 3 Jahre **5 Jahre** Max



Quelle: [FIN-01]

Quellen (1)

- [GIE-01] Gas Infrastructure Europe (2016): GIE LNG Map. Brüssel. Online verfügbar unter http://www.gie.eu/download/maps/2016/GIE_LNG_2016_A0_1189x841_FULL.pdf, zuletzt geprüft am 09.06.2017.
- [WELT-01] WeltN24 GmbH (2017): LNG-Terminal für Brunsbüttel. Online verfügbar unter <https://www.welt.de/regionales/hamburg/article163381788/LNG-Terminal-fuer-Brunsbuettel.html>, zuletzt geprüft am 09.06.2017.
- [SHZ-01] Pöschus, Ralf (2016): Gas-Terminal: Investor will rechnen. Schleswig-Holsteinischer Zeitungsverlag. Online verfügbar unter <https://www.shz.de/lokales/norddeutsche-rundschau/gas-terminal-investor-will-rechnen-id15067151.html>, zuletzt geprüft am 09.06.2017.
- [BP-01] BP. Entwicklung des Handelsvolumens von LNG (liquefied natural gas) weltweit in den Jahren von 1970 bis 2015 (in Milliarden Kubikmeter)*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28976/umfrage/lng-transport-weltweit-seit-1970/> (zugegriffen am 9. Juni 2017).
- [BDEW-01] BDEW. Anzahl der Unternehmen am Energiemarkt in Deutschland nach Bereichen im Dezember 2016. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/173884/umfrage/zahl-der-unternehmen-in-den-einzelnen-marktbereichen-des-energiemarktes/> (zugegriffen am 9. Juni 2017).
- [BDEW-02] BDEW. Jahresvolllaststunden der Kraftwerke in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2015 (in Stunden). <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37610/umfrage/jahresvolllaststunden-deutscher-kraftwerke-im-jahr-2009/> (zugegriffen am 9. Juni 2017).
- [STAT-01] Statista. Umsatz der größten Energieversorger in Deutschland in den Jahren 2015 und 2016 (in Milliarden Euro). <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/170384/umfrage/umsatz-der-groessten-energieversorger-in-deutschland/> (zugegriffen am 9. Juni 2017).
- [TENN-01] TenneT TSO GmbH (2017): Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung. Monat Juni 2017. Online verfügbar unter <https://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>, zuletzt geprüft am 09.06.2017.
- [HAN-01] Handelsblatt (2015): Eon und Partner wollen hochmodernes Gaskraftwerk stilllegen. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/irsching-eon-und-partner-wollen-hochmodernes-gaskraftwerk-stilllegen/11466284.html>, zuletzt geprüft am 09.06.2017.

Quellen (2)

- [50H-01] 50Hertz Transmission GmbH (2017): Archiv Photovoltaik. Prognose Photovoltaik 2017. Online verfügbar unter <http://ws.50hertz.com/web02/api/PhotovoltaicForecast/DownloadFile?fileName=2017.csv&callback=?>, zuletzt geprüft am 14.06.2017.
- [50H-02] 50Hertz Transmission GmbH (2017): Archiv Photovoltaik. Hochrechnungswerte Photovoltaik 2017. Online verfügbar unter <http://ws.50hertz.com/web02/api/PhotovoltaicActual/DownloadFile?fileName=2017.csv&callback=?>, zuletzt geprüft am 14.06.2017.
- [EUM-01] von Hammerstein, Christian (2015): Redispatch wird finanziell neu geregelt. Online verfügbar unter <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/redispatch-wird-finanziell-neu-geregelt-109507>, zuletzt geprüft am 15.06.2017.
- [SHE-01] Royal Dutch Shell (2017): LNG Outlook. Online verfügbar unter <http://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook.html>, zuletzt geprüft am 15.06.2017.
- [FIN-01] finanzen.net GmbH (2017): CO2 EUROPEAN EMISSION ALLOWANCES CHART IN EURO - 5 JAHRE. Online verfügbar unter <http://www.finanzen.net/rohstoffe/co2-emissionsrechte>, zuletzt geprüft am 15.06.2017.