

TU WIEN	Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe	Ao.Prof.i.R Dr. Herbert Müller
Gußhausstraße 25 A- 1040 Wien	Energieversorgung Vertiefung 370.023	Tel.: 58801 DW. 370119

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON KRAFTWERKEN **(Ausbauplanung)**

$$ZF(x, u) \Rightarrow \min$$

$$\frac{\partial ZF}{\partial x} \stackrel{!}{=} 0$$

$$M \leq S_{\text{sell}}$$

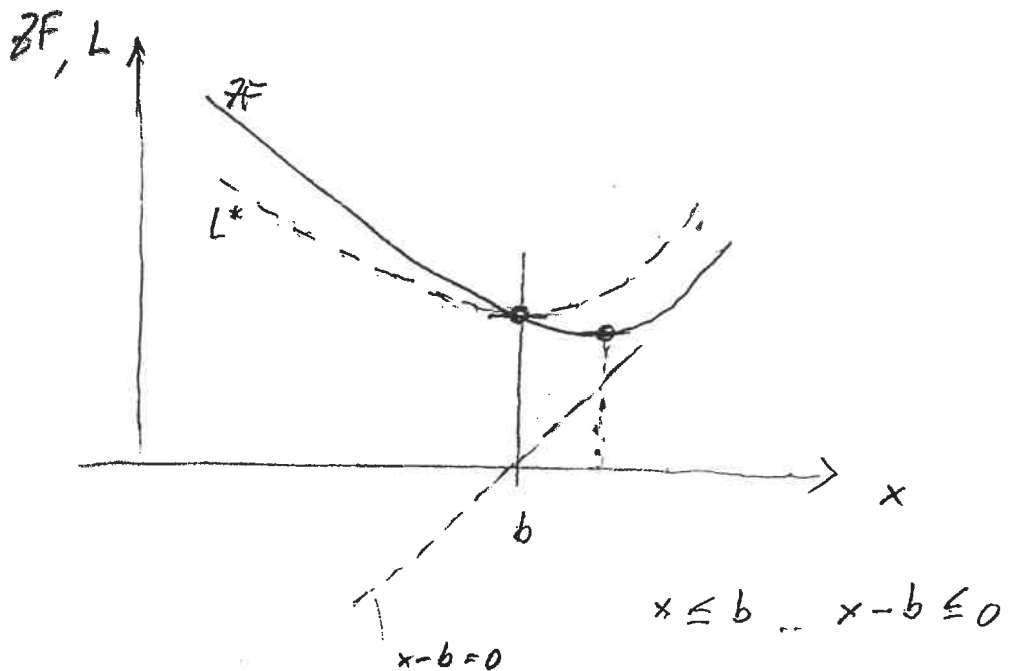
$$M - S_{\text{sell}} \leq 0$$

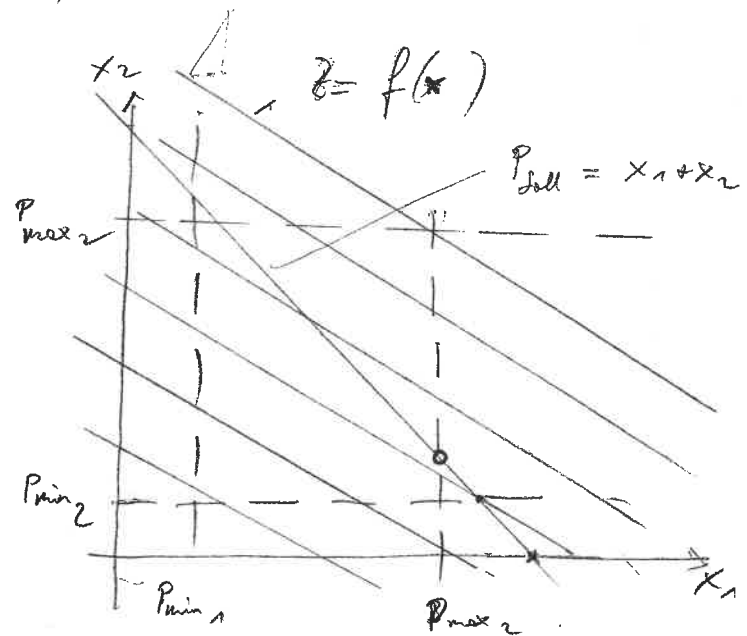
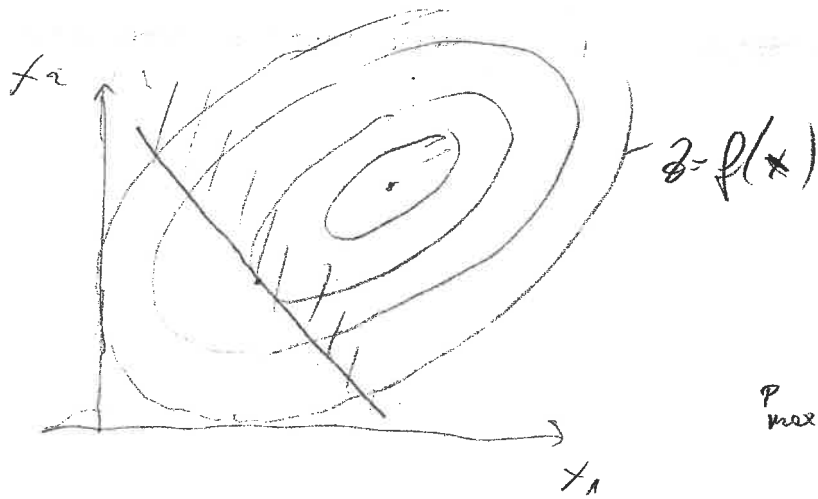
$$L = ZF + \lambda(M - S_{\text{sell}})$$

$$\frac{\partial L}{\partial x} \stackrel{!}{=} 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} \stackrel{!}{=} 0$$

$$\hookrightarrow M - S_{\text{sell}} = 0$$



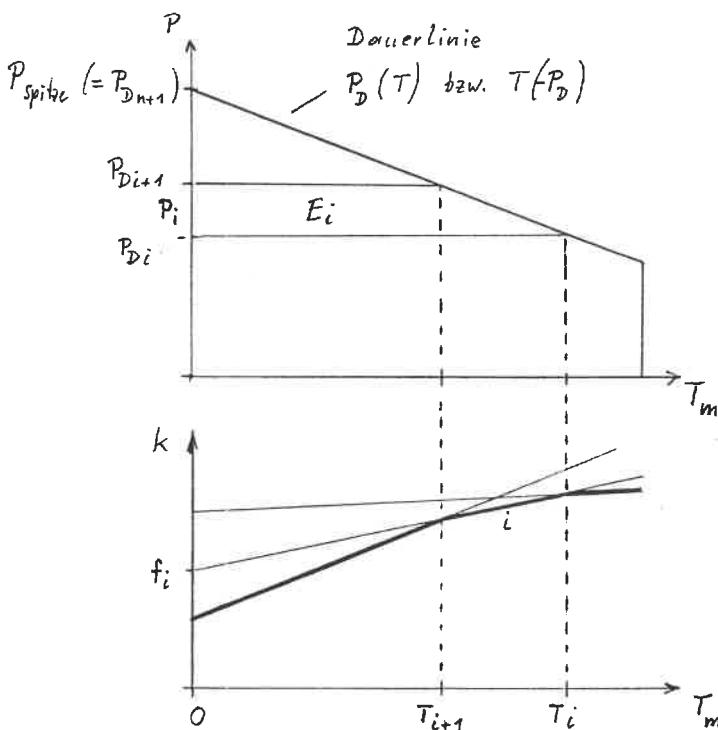


Optimales (least-cost) Ausbauplanungsmix für ein Planungsjahr

$$K = \sum_{i=1}^n \left(f_i P_i + v_i \underbrace{P_i T_{mi}}_{E_i} \right) \Rightarrow \text{Min}$$

N.B.: $\sum_{i=1}^n P_i \geq P_{\text{spitze}}$

$$P_i \geq 0 \quad i=1 \dots n$$



Merit Order:

Spitzen-
last-KW

$$v_1 < v_2 < \dots < v_i < \dots < v_n$$

$$(f_1 > f_2 > \dots > f_i > \dots > f_n)$$

↑
Grund-
last-KW

$$P_{D1} = 0 \quad P_{Di} = \sum_{j=1}^{i-1} P_j$$

$$P_{\text{spitze}} (= P_{Dn+1})$$

$$E_i = \int_{P_{Di}}^{P_{Di+1}} T(P_D) \cdot dP_D$$

$$E = \sum E_i$$

least-cost-Polygon:

$$\frac{\partial K}{\partial P_i} = f_i + v_i T_{mi} \quad (= k_p = \frac{K}{P})$$

Lagrange-Fkt.: allg. $L = ZF + \lambda \cdot NB$

$$L = K + \lambda (P_{\text{spitze}} - \sum_{i=1}^n P_i) - \sum_n \mu_i P_i$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = f_i + v_i T_{mi} - \lambda - \mu_i \stackrel{!}{=} 0 \quad i=1 \dots n$$

Kuhn-Tucker-Bedingungen

$$\lambda \cdot (P_{\text{spitze}} - \sum_{i=1}^n P_i) = 0$$

$$\mu_i \cdot P_i = 0$$

für positive Kapazitäten in der Lösung $\Rightarrow \mu_i = 0$ und mit Gleichheit bzgl. λ ist für aufeinanderfolgende Einheiten im least-cost-Polygon

$$f_i + v_i T_i = f_{i+1} + v_{i+1} T_i$$

$$T_i = \frac{f_i - f_{i+1}}{v_{i+1} - v_i}$$

Prinzip
gleicher Grenzkosten
 $\frac{\partial K}{\partial P_i} = f_i + v_i T_{mi}$

(Anw. hier auch
spezifischer Kolk. $\frac{K}{P}$)

zusätzliche Nebenbedingungen: KW mit Energiebedingung:

$$E_j = E_{j \text{ geg.}} \quad \text{bzw.} \quad E_j \leq E_{j \text{ max}}$$

für bereits existierende (und abgeschriebene) KW:

$$\rightarrow f_x = 0$$

$$P_x \leq P_{x \text{ max}} \quad \text{bzw.} \quad P_x = P_{x \text{ max}}$$

erweiterte Lagrange-Fkt.

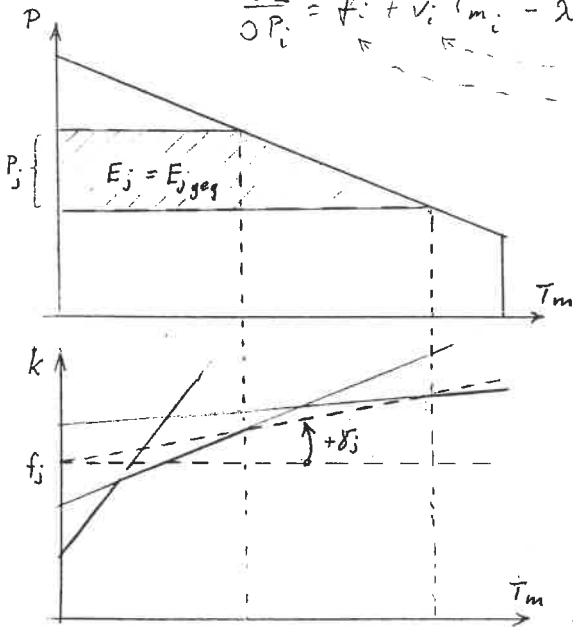
$$\bar{L} = L + \sum_j \gamma_j (P_j T_{mj} - E_{j \text{ max geg}}) + \epsilon_x (P_x - P_{x \text{ max}})$$

$$\frac{\partial \bar{L}}{\partial P_i} = f_i + v_i T_{mi} - \lambda - \mu_i + \gamma_i T_{mi} + \epsilon_i$$

Kuhn-Tucker-Bedingungen

$$\gamma_j \cdot (E_j - E_{j \text{ max geg}}) = 0$$

$$\epsilon_x \cdot (P_x - P_{x \text{ max}}) = 0$$



für Energiebedingung bei KW j
(→ Dualvariable γ_j)

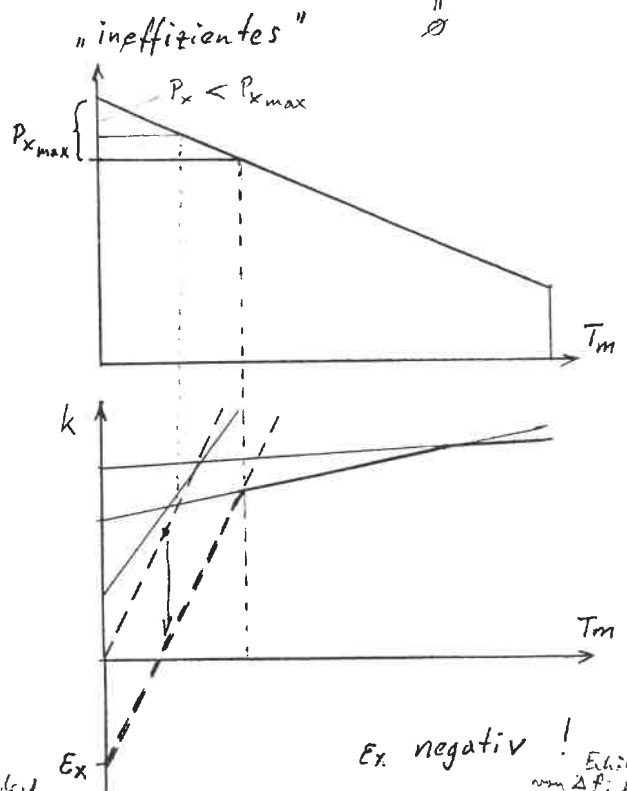
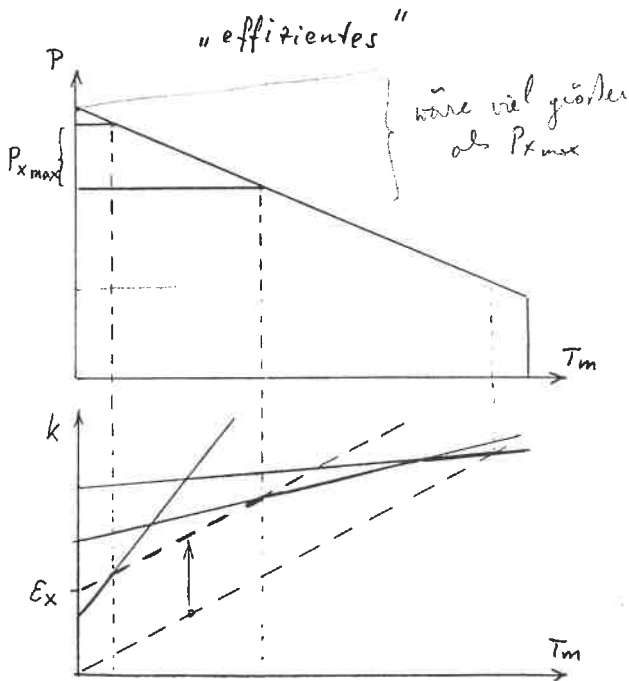
Drehen der k-Geraden ($\frac{\partial K_j}{\partial P_j}$ Gerade)

von Anstieg v_j auf Anstieg $v_j + \gamma_j$

so dass $E_j = E_{j \text{ geg}}$

Mit existierendem KWx dazu: (Annahme abgeschrieben $\rightarrow f_x = 0$)

$$\bar{f}_x = f_x + \epsilon_x$$



ϵ_x positiv

ϵ_x negativ!

Anm.: wenn vom Share-holders raschere Amortisation gefordert

(\leq kleinere Abschreibedauer = größeres α) müsste dies ein Anheben des Fixkostenteils entsprechen!

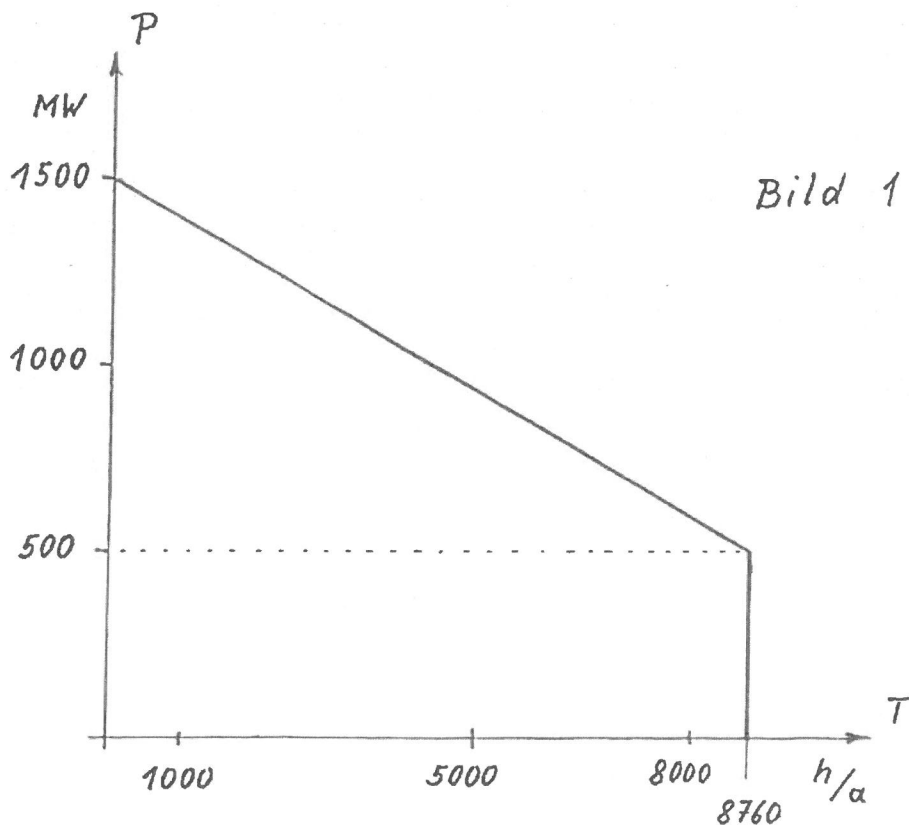
Teilt man dies auf alle Einheiten auf, so bedeutet dies ein Hinanrücken des least-cost-Polygons um $\Delta k_{p,i} = \Delta K / \sum_{i=1}^n P_i$

Erhöhung von Δf_j für die m rascher abgeschrieben. $\Delta K = \sum_{j=1}^m \Delta f_j \cdot P_j$

Bezüglich theoretischer Grundlagen und heranzuziehender Formeln wird auf die Vorlesungsunterlagen zur Vorlesung verwiesen.

Berechnungsbeispiel

Für ein zu versorgendes Gebiet, dessen (erwarteter) Verbrauch durch die in Bild 1 gegebene Jahres-Belastungsdauerlinie charakterisiert wird, ist - vereinfacht auf Basis der Jahresdauerlinie - ein optimales Produktionsmodell zu erstellen.



Aus den möglichen Kraftwerkserrichtungsvarianten, mit den im folgenden angeführten Kennwerten, sind die Ausbaumaßnahmen so zu wählen, daß sich jener Kraftwerksmix zur Bedarfsdeckung im Grund-, Mittel-(Trapez-) und Spitzenlastbereich ergibt, der - bei einer optimalen Aufteilung nach der Annuitätenmethode - die günstigsten Stromgestehungskosten aufweist.

Bei den Kraftwerkskenngrößen ist näherungsweise davon auszugehen, daß der Eigenbedarf bereits im angegebenen Kraftwerks-Wirkungsgrad berücksichtigt ist und sich auch die leistungsspezifischen Kostenfaktoren auf die abgegebene Netto-Leistung beziehen. Bei der Einsatzaufteilung braucht weiters vereinfachend die Minimalleistungsgrenze bei den thermischen Kraftwerken nicht beachtet zu werden. Für die dynamische Kostenvergleichsrechnung nach der Annuitätsmethode ist ein Zinsfuß von 7,5% sowie eine jährliche Kostensteigerungsrate von 2,5% anzunehmen.

$$p = 7,5 \% \quad r = 2,5 \%$$

Also

$$q = 1,075 \quad s = 1,025$$

$$q - s = 0,05 \quad \frac{1}{q - s} = 20 \quad \frac{s}{q} = 0,9534883$$

Einschub: Formelzusammenstellung

Abzinsungs-(Barwert-)Faktor

$$\beta_{-k} = \frac{q^n - s^n}{(q-s)q^n} = \frac{1}{q-s} \left[1 - \left(\frac{s}{q} \right)^n \right]$$

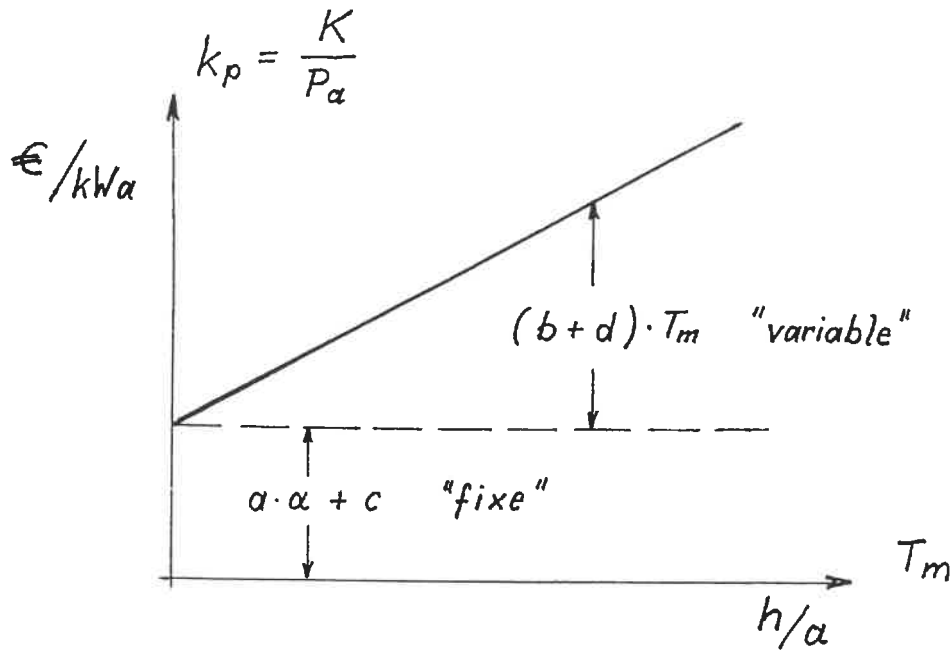
Annuitätsfaktor

$$\alpha = \frac{1}{\beta_{-k}} = \frac{q - s}{1 - (s/q)^n}$$

leistungsspezifische Jahreskosten (Annuität)

$$k_p = \frac{K}{P_a} = \underbrace{a \cdot \alpha + c}_f + \underbrace{(b + d) \cdot T_m}_{v \cdot T_m}$$

fixe bewegliche Kosten



jährliche Kosten

$$K = k_p \cdot P_a = f \cdot P_a + \underbrace{v \cdot P_a \cdot T_m}_E$$

Einsatzaufteilung zwischen zwei Kraftwerkstypen
mit unterschiedlichen Kostencharakteristiken:

Punkt der Kostengleichheit:

$$k_{p1} = k_{p2}$$

$$f_1 + v_1 \cdot T_{=} = f_2 + v_2 \cdot T_{=}$$

$$\rightarrow T_{=} = \frac{f_2 - f_1}{v_1 - v_2}$$

je nach Vorgabe:

$$b_{\text{elektr}} = \frac{1}{\eta} \cdot b_{\text{therm}} = \frac{1}{\eta} \cdot 3,6 \cdot b_{\text{therm}}$$

$\frac{\text{e/kWh}_{\text{elektr}}}{\text{e/kWh}_{\text{therm}}} \quad \frac{\text{e/MJ}}{\text{e/MJ}}$

$$b_{\text{therm}} \cdot H_u = k_B \quad \dots \text{Brennstoffpreis}$$

$\frac{\text{e/MJ}}{\text{MJ/Mengen-einheit}} \quad \frac{\text{e/Mengen-einheit}}{\text{e/Mengen-einheit}}$

Wichtige Zahlenwerte

Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten

Einheit	MJ	kWh	kg SKE	kg ÖE	Mcal
1 MJ	1	0,278	0,034	0,024	0,239
1 kWh	3,6	1	0,123	0,0859	0,86
1 kg SKE	29,31	8,14	1	0,7	7,0
1 kg ÖE	41,91	11,63	1,43	1	10,01
1 Mcal	4,187	1,163	0,143	0,1	1

MJ = Megajoule

kWh = Kilowattstunde

kg SKE = Kilogramm
Steinkohleeinheit

kg ÖE = Kilogramm
Öleinheit

Mcal = Megakalorie

1 Barrel = 159 Liter

Berechnung von Vielfachen und Teilen der Einheiten nach DIN 1301

da Deka = 10^1	d Dezi = 10^{-1}
h Hekto = 10^2	c Centi = 10^{-2}
k Kilo = 10^3	m Milli = 10^{-3}
M Mega = 10^6	μ Mikro = 10^{-6}
G Giga = 10^9	n Nano = 10^{-9}
T Tera = 10^{12}	p Piko = 10^{-12}
P Peta = 10^{15}	f Femto = 10^{-15}
E Exa = 10^{18}	a Atto = 10^{-18}

Heizwerte und CO₂-Emissionen von fossilen Energieträgern

Energieträger	unterer Heizwert	CO ₂ -Emissionen (bezogen auf den Heizwert)
Steinkohle	8,14 kWh/kg	0,350 kg/kWh
Braunkohle roh	2,68 kWh/kg	0,410 kg/kWh
Braunkohlebriketts	5,35 kWh/kg	0,380 kg/kWh
Koks	7,50 kWh/kg	0,420 kg/kWh
Heizöl schwer	10,61 kWh/l	0,290 kg/kWh
Ofenheizöl	10,08 kWh/l	0,312 kg/kWh
Erdgas	10,00 kWh/m ³	0,200 kg/kWh

General Conversion Factors for Energy

To:	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
From:	multiply by:				
TJ	1	238.8	2.388×10^{-1}	947.8	0.2778
Gcal	4.1868×10^{-1}	1	10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtoe	4.1868×10^4	10^7	1	3.968×10^7	11630
MBtu	1.0551×10^{-1}	0.252	2.52×10^{-4}	1	2.931×10^{-4}
GWh	3.6	860	8.6×10^{-5}	3412	1

Conversion Factors for Mass

To:	kg	t	lt	st	lb
From:	multiply by:				
kilogram (kg)	1	0.001	9.84×10^{-4}	1.102×10^{-3}	2.2046
tonne (t)	1000	1	0.984	1.1023	2204.6
long ton (lt)	1016	1.016	1	1.120	2240.0
short ton (st)	907.2	0.9072	0.893	1	2000.0
pound (lb)	0.454	4.54×10^{-4}	4.46×10^{-4}	5.0×10^{-4}	1

Conversion Factors for Volume

To:	gal U.S.	gal U.K.	bbl	ft ³	l	m ³
From:	multiply by:					
U.S. Gallon (gal)	1	0.8327	0.02381	0.1337	3.785	0.0038
U.K. Gallon (gal)	1.201	1	0.02859	0.1605	4.546	0.0045
Barrel (bbl)	42.0	34.97	1	5.615	159.0	0.159
Cubic foot (ft ³)	7.48	6.229	0.1781	1	28.3	0.0283
Litre (l)	0.2642	0.220	0.0063	0.0353	1	0.001
Cubic metre (m ³)	264.2	220.0	6.289	35.3147	1000.0	1

aus Buch: K. HEUCK u. K.-D. DETTMANN: *Elektrische Energieversorgung*
Verlag VIEWEG, 2002 (5. Aufl.)

Richtwerte für spezifische Investitionskosten wichtiger Betriebsmittel

Transformator (110 kV / 10 kV)	12 EUR/kVA
Feld einer SF ₆ -Schaltanlage (110 kV, 50 MVA)	500 000 EUR
Freileitung (110 kV, 240/40-Al/St, Donaumast)	250 000 EUR/km
PVC-Kabel (0,4 kV, 4 × 150 mm ²)	5 EUR/m
VPE-Kabel (10 kV, 3 × 185 mm ²)	20 EUR/m
Kabelverlegungskosten unterhalb von Straßen in 0,8 m Tiefe	50 EUR/m

Richtwerte für spezifische Investitionskosten wichtiger Kraftwerksarten

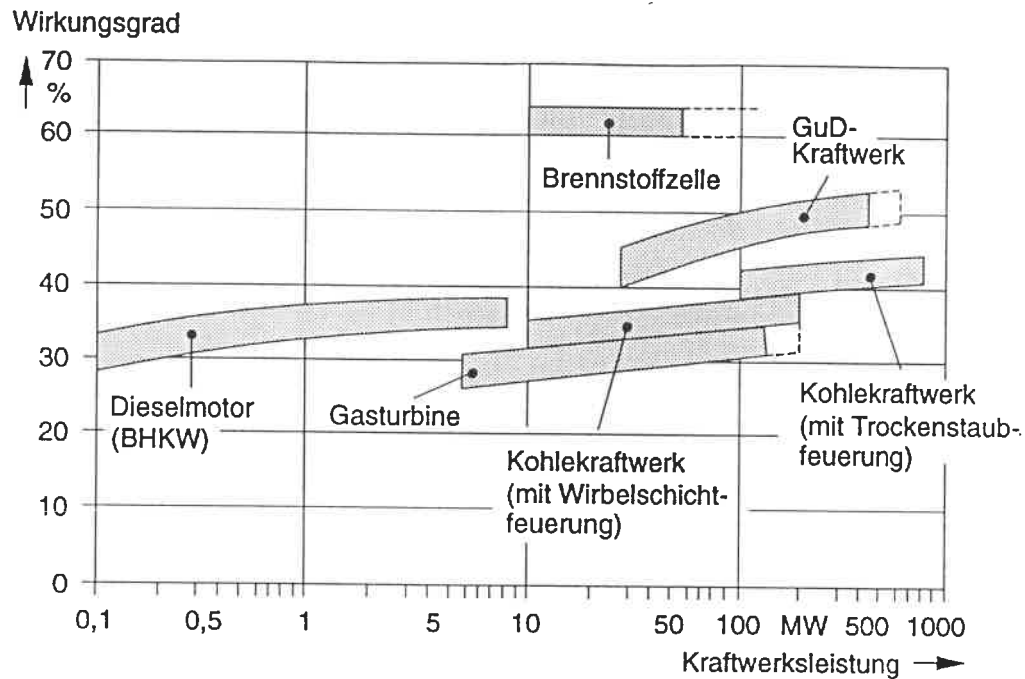
Kernkraftwerk	3000 EUR/kW
Braunkohlekraftwerk	1200 EUR/kW
Steinkohlekraftwerk	1100 EUR/kW
Gasturbinen-Anlage	200 EUR/kW
GuD-Kraftwerk	500 EUR/kW
Laufwasserkraftwerk (50 MW)	3000 EUR/kW
Windenergie-Anlage	1000 EUR/kW
Solarthermisches Kraftwerk	4400 EUR/kW
Photovoltaische Anlage	8500 EUR/kW

Richtwerte für spezifische Gesamtkosten wichtiger Kraftwerksarten

Kernkraftwerk		0,06 EUR/kWh
Kohlekraftwerk	Inlandskohle	0,09 EUR/kWh
	Importkohle	0,06 EUR/kWh
Gasturbinen-Anlage		0,05 EUR/kWh
GuD-Kraftwerk		0,04 EUR/kWh
Laufwasserkraftwerk (50 MW)		0,07 EUR/kWh
Windenergie-Anlage		0,10 EUR/kWh
Solarthermisches Kraftwerk		0,33 EUR/kWh
Photovoltaische Anlage		1,05 EUR/kWh

Die genannten Gestehungskosten ergeben sich aus den Gesamtkosten pro Jahr bezogen auf die abgegebene Energie.

Elektrische Wirkungsgrade wichtiger Kraftwerksarten



Strompreise

Beispiel für einen Sondervertrag (Stand 2002):

Leistungspreis		134 EUR/kW
Arbeitspreis HT	erste 3 GWh	0,068 EUR/kWh
	weitere 3 GWh	0,063 EUR/kWh
	weitere 3 GWh	0,058 EUR/kWh
	darüber	0,055 EUR/kWh
Arbeitspreis NT	erste 1,5 GWh	0,036 EUR/kWh
	weitere 1,5 GWh	0,033 EUR/kWh
	weitere 1,5 GWh	0,031 EUR/kWh
	darüber	0,029 EUR/kWh
Blindstromarbeitspreis bei $\cos \varphi < 0,9$ induktiv		0,013 EUR/kvar für Blindanteil, der 50 % der Wirkarbeit übersteigt

Preise einschließlich Netznutzungsentgelt

HT: Hochlast-Zeit

NT: Niedriglast-Zeit

$\cos \varphi$: durchschnittlicher Leistungsfaktor

Kenngröße	Kraftwerkstyp	Steinkohle KW				Kombi-GuD (Erdgas) KW		Gasturbinen-KW (ölgefeuert)	
		Braunkohle KW				Gasturbinen-KW (ölgefeuert)		Gasturbinen-KW (ölgefeuert)	
a spezifische Anlagenkosten	in €/kW	1.600,--				850,--		400,--	
c leistungsabhängige jährl. Betriebskosten	in €/kWh	94,--				26,--		12,--	
n Nutzungsdauer (Abschreibungsdauer)	in a (Jahre)	20				20		Bau 30 Masch. 15	
η Wirkungsgrad	in %	41				57		34	
H_u Heizwert	in MJ/Mengen- einheit	29,3 MJ/kg				38,0 MJ/m ³		38,2 MJ/l	
k_B Brennstoffpreis	in €/Mengen- einheit	0,023 €/kg				0,211 €/m ³		0,191 €/l	
d arbeitsabhängige Betriebskosten	in €/kWh	0,0035				0,0025		0,002	

Tabelle 1: Kennwerte für thermische Kraftwerke

*) Anmerkung zu Gasturbinen-Kraftwerk(en):

Die Anlagenkosten entfallen zu 70 % auf den baulichen Teil, zu 30 % auf die maschinellen Einrichtungen:

$$A_{\text{Bau}} = 0,7 \cdot A$$

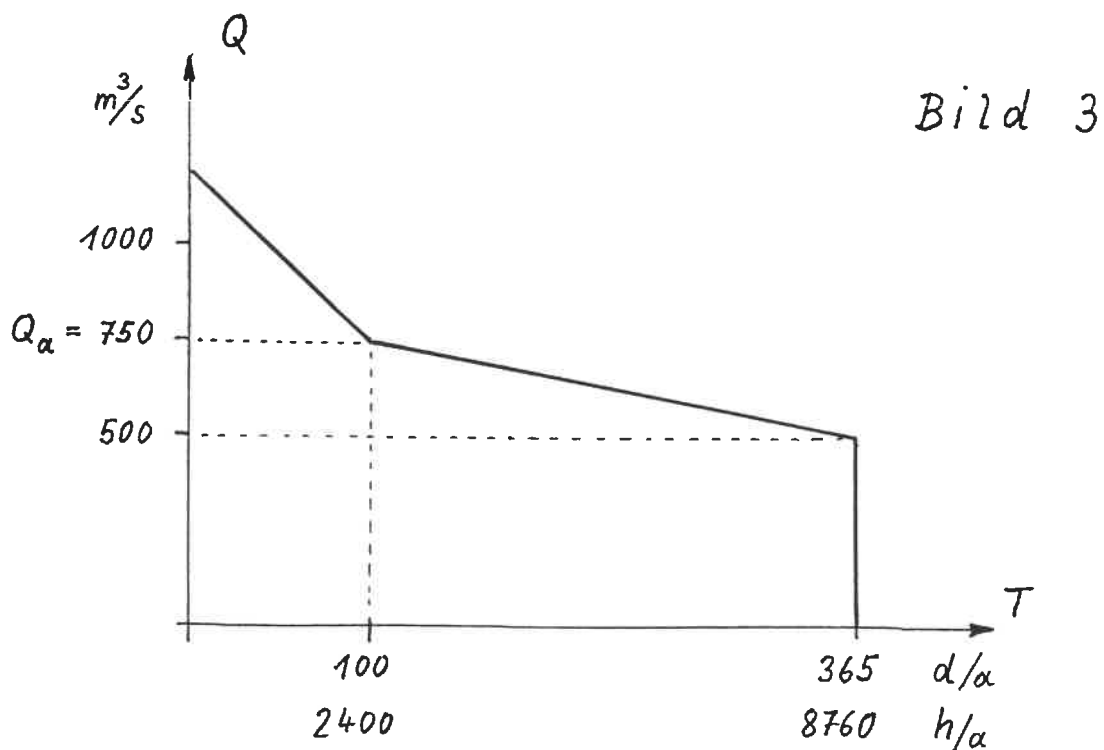
$$A_{\text{Masch.}} = 0,3 \cdot A$$

Für den baulichen Teil ist dabei von einer Nutzungsdauer (Abschreibungsdauer) von 30 Jahren auszugehen, für die maschinellen Teile von 15 Jahren.

Hydraulische Kraftwerke:

Lauf-(Fluß-)Kraftwerk ("Niederdruck")

Es steht ein Flußlauf zum Ausbau zur Verfügung, dessen Regelwasserführung durch die Durchfluß-Dauerlinie für das Regeljahr laut Bild 3 gegeben ist.



Die verfügbare Flußstrecke kann günstig in zwei Stufen zu je 25 m Fallhöhe und ausgelegt für eine zweckmäßigste Ausbauwasserführung von $Q_a = 750 \text{ m}^3/\text{s}$ (vgl. Bild 3) ausgebaut werden.

Dabei ergeben sich spezifische Anlagenkosten von $a = 3.500,-- \text{ €/kW}$ und pro Jahr spezifische leistungsabhängige Betriebskosten von $c = 70,-- \text{ €/kWh}$. Die spezifischen Kostenanteile für Primärenergie

und arbeitsabhängigen Betriebskosten sind näherungsweise zu vernachlässigen: $b \approx d \approx 0$.

Die zu erwartende Nutzungsdauer (Abschreibungsdauer) wäre mit $n = 50$ Jahren anzusetzen.

Speicher-Kraftwerk ("Hochdruck")

Für die Errichtung einer Speicher-Kraftwerksanlage, mit einer (mittleren) Fallhöhe von $h = 250$ m, steht ein Wassereinzugsgebiet mit einem jährlich nutzbaren (Regel-)Zufluß von $Q_j = 610$ Mio m^3/a zur Verfügung. Aus betrieblichen Gründen - etwa, um eine schnelle Minuten-Reserve in ausreichender Höhe bereitstellen zu können - wäre bei der gegebenen Verbrauchsstruktur, mit einer erwarteten Lastspitze von $P_{\max} = 1500$ MW, eine Leistung des Speicher-Kraftwerks von rund 150 MW wünschenswert.

Beim Ausbau wäre zu rechnen mit spezifischen Anlagekosten von $a = 2.900,--$ €/kW und leistungsabhängigen Jahresbetriebskosten von $c = 85,--$ €/kWh. Die arbeitsabhängigen Kostenanteile wären näherungsweise null: $b \approx d \approx 0$.

Die Anlage wäre in $n = 50$ Jahren abzuschreiben.

Fremdbezug (langfristiger Liefervertrag mit Verbundpartner)

Leistungspreis $k_p = 173,50$ €/kW (= f)

Arbeitspreis $k_w = 0,0255$ €/kWh (= v)

Auswertung

*Ermittlung der Kostencharakteristiken lt. Annuitätenmethode
(leistungsspezifische Jahreskosten)*

Tabelle 2

Kraftwerkstyp		α	$a \cdot \alpha$	$f = a\alpha + c$	b	$v = b + d$
		$1/a$	€/kWa	€/kWa	€/kWh	€/kWh
t h e r m	Steinkohle	0,0814	89,54	144,54	0,0257	0,0292
	Braunkohle	0,0814	130,24	224,24	0,0168	0,0218
	Kombi-GuD (Erdgas)	0,0814	69,19	95,19	0,0351	0,0376
	Gasturbine (ölgef.)	0,0754 ^{*)}	30,16	42,16	0,0529	0,0549
h y d	Lauf-KW	0,0551	192,85	262,85	≈ 0	≈ 0
	Speicher-KW	0,0551	159,79	244,79	≈ 0	≈ 0
Fremdbezug		-	-	173,50	-	0,0255

*) zusammengesetzter Annuitätsfaktor bei Gasturbinen-Kraftwerk

(Bau + Masch.): $n_{\text{Bau}} = 30 \text{ a} \quad + \quad \alpha_1 = 0,0658$

$n_{\text{Masch.}} = 15 \text{ a} \quad + \quad \alpha_2 = 0,0979$

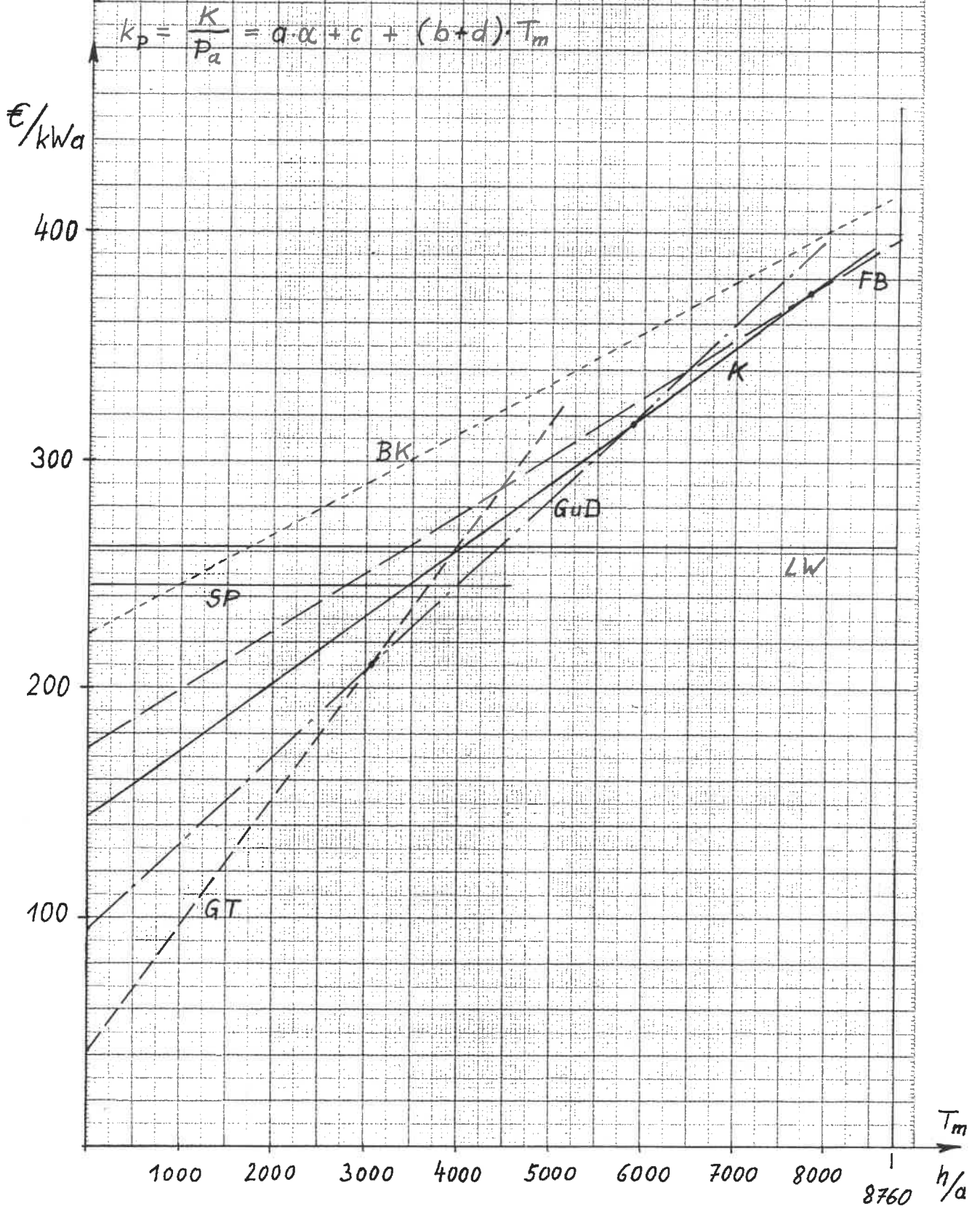
$$a \cdot \alpha = 0,7 \cdot a \cdot \alpha_1 + 0,3 \cdot a \cdot \alpha_2 = a \cdot (0,7\alpha_1 + 0,3\alpha_2)$$

$$\underbrace{\hspace{10em}}_{\alpha}$$

$$\left[\text{bzw.} \quad a \cdot \left[1 + 0,3 \cdot \left(\frac{s}{q} \right)^{15} \cdot \frac{1}{s} \right] \cdot \alpha_1 \right]$$

Grafische Darstellung der Ergebnisse lt. Tabelle 2 siehe Bild 4.

Bild 4



für Grundlastabdeckung:

Laufkraftwerk (2 Stufen) am günstigsten

Kapazität: bei Ausbauwassermenge Q_a : $2 \cdot 8 \cdot 25 \cdot 750 \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 150$ MW

bei $Q_{100\%}$: $2 \cdot 8 \cdot 25 \cdot 500 \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 100$ MW

ergibt mit Regelwasserführung (Bild 3) ein Jahresarbeitsvermögen von $E_{LW} = 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 100 \cdot (8760 + 2400) = 2\,310\,000$ MWh

($T_m = 7700$ h)

Jahreskosten $K_{LW} = 2 \cdot 150 \cdot 10^3 \cdot 262,85 = 78,855$ Mio €

(0,034 €/kWh)

nach Sortieren (entsprechend "merit order")

$$\begin{aligned} f_{BK} &\geq f_{FB} \geq f_K \geq f_{GuD} \geq f_{GT} \\ v_{BK} &\leq v_{FB} \leq v_K \leq v_{GuD} \leq v_{GT} \end{aligned}$$

Kostengleichheitspunkte für Einsatzaufteilung: vgl. Bild 4

$$\text{Fremdbezug - Steinkohle} \quad T_{\text{=}} = \frac{f_{FB} - f_K}{v_K - v_{FB}} = \frac{173,5 - 144,54}{0,0292 - 0,0255} = 7827 \text{ h}$$

$$\text{Steinkohle - Erdgas} \quad T_{\text{=}} = 5875 \text{ h}$$

$$\text{Erdgas - Gasturbine} \quad T_{\text{=}} = 3065 \text{ h}$$

Das Braunkohle-Kraftwerk scheidet als Alternative aus, da seine Kostencharakteristik in keinem Bereich eine niedrigere Lage gegenüber dem "least-cost"-Polygonzug hat!

$$\text{Steigung der Dauerlinie:} \quad |s| = \frac{1500 - 500}{8760} = 0,11415 \text{ MW/h}$$

Fremdbezug vgl. Bild 5

$$P_{FBmax} = P_{7827} - P_{LW,7827}$$

$$P_{7827} = 500 + (8760 - 7827) \cdot |s| = 606,50 \text{ MW}$$

$$\begin{aligned} Q_{LW,7827} &= 500 + (8760 - 7827) \cdot \frac{250}{8760 - 2400} = 500 + 36,67 = \\ &= 536,67 \text{ m}^3/\text{s} \end{aligned}$$

$$P_{LW,7827} = 2 \cdot 8 \cdot 25 \cdot 536,67 \cdot 10^{-3} = 214,67 \text{ MW}$$

$$P_{FBmax} = 606,50 - 214,67 = 391,83 \text{ MW}$$

$$E_{FB} = 500 \cdot 8760 + (P_{7827} - 500) \cdot (8760 + 7827) \cdot \frac{1}{2} - E_{LW}$$

$$E_{FB} = 2\,953\,257,70 \text{ MWh}$$

gewählt: $P_{a,FB} = 400 \text{ MW}$ ($T_m = 7383,1 \text{ h}$)

Jahreskosten $K_{FB} = 69,4 + 75,308 = 144,708 \text{ Mio €}$
(0,049 €/kWh)

Trapezlastabdeckung:

Steinkohle-Kraftwerk

$$P_K = \Delta T_{\cdot} \cdot |s| = (7827 - 5875) \cdot |s| = 222,82 \text{ MW}$$

$$T_m = (7827 + 5875) \cdot \frac{1}{2} = 6851 \text{ h}$$

$$E_K = P_K \cdot T_m = 1\,526\,539,8 \text{ MWh}$$

gewählt: $P_{a,K} = 230 \text{ MW}$ ($T_m = 6637 \text{ h}$)

Jahreskosten $K_K = 33,244 + 44,575 = 77,819 \text{ Mio €}$
(0,051 €/kWh)

Erdgas-Kombikraftwerk (GuD)

$$P_G = \Delta T_{\cdot} \cdot |s| = (5875 - 3065) \cdot |s| = 320,76 \text{ MW}$$

$$T_m = (5875 + 3065) \cdot \frac{1}{2} = 4470 \text{ h}$$

$$E_G = P_G \cdot T_m = 1\,433\,797,2 \text{ MWh}$$

gewählt: $P_{a,G} = 350 \text{ MW}$ ($T_m = 4097 \text{ h}$)

$K_G = 33,317 + 53,911 = 87,228 \text{ Mio €}$ (0,061 €/kWh)

Bei den für die verbleibende *Spitzenlastabdeckung* einzusetzenden Alternativen - Gasturbine und hydraulisches Speicherkraftwerk - ist zu beachten, daß beim Speicherkraftwerk mit der jährlich nutzbaren Zuflußmenge von $Q_j = 610 \text{ Mio m}^3/\text{a}$ eine einschränkende Nebenbedingung für das Arbeitsvermögen vorliegt:

$$P_{\text{Spitze}} = 3065 \cdot |s| = 349,87 \text{ MW}$$

$$E_{\text{Spitze}} = 349,87 \cdot 3065 \cdot \frac{1}{2} = 536\,175,4 \text{ MWh}$$

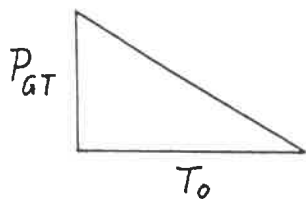
Rein von den Gestehungskosten her wäre das Speicher-Kraftwerk nicht in den Ausbauplan aufzunehmen (über den ganzen Spitzenbereich ist im vorliegenden Fall die Gasturbine günstiger), doch wäre aus dem Titel "Bereitstellung von rascher Minutenreserve" oder "Bereitstellung von Regelenenergie" und den daraus zu erzielenden Erlösen der Ausbau gerechtfertigt.

Speicher-Kraftwerk

$$E_{SP} = 8 \cdot h \cdot Q_j / 3,6 = 8 \cdot 250 \cdot 610 / 3,6 = 338\,888,89 \text{ MWh}$$

Gasturbinen-Kraftwerk damit

$$E_{GT} = E_{Spitze} - E_{SP} = 197\,286,5 \text{ MWh}$$



$$P_{GT}/T_0 = |s|$$

$$E_{GT} = \frac{1}{2} \cdot P_{GT} \cdot T_0 = \frac{1}{2} \cdot P_{GT}^2 / |s|$$

$$P_{GT} = \sqrt{2 \cdot |s| \cdot E_{GT}} = 212,23 \text{ MW}$$

gewählt: $P_{a,GT} = 3 \cdot 78 = 234 \text{ MW}$ $(T_m = 930 \text{ h})$

$K_{GT} = 9,865 + 10,831 = 20,696 \text{ Mio €}$ $(0,105 \text{ €/kWh})$

Speicher-Kraftwerk

$$P_{SP} = P_{Spitze} - P_{GT} = 349,87 - 212,23 = 137,64 \text{ MW}$$

paßt; gewählt: $P_{a,SP} = 150 \text{ MW}$ $(T_m = 2259,26 \text{ h})$

$K_{SP} = 36,718 \text{ Mio €}$ $(0,108 \text{ €/kWh})$

Gesamt

$$E_{ges} = 8\,760\,000 \text{ MWh}$$

$K_{ges} = 446,024 \text{ Mio €}$ $(0,051 \text{ €/kWh})$

$$= 261,399 + 184,625 \text{ Mio €}$$

fixe variable

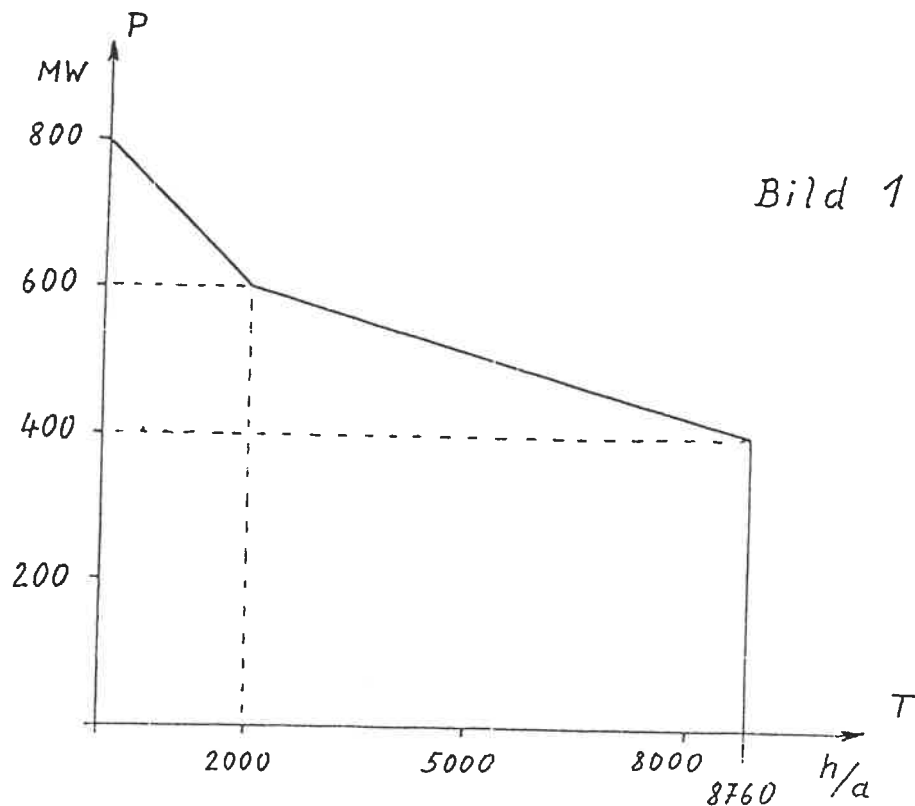
installierte ΣP_a : $P_{a,ges} = 1664 \text{ MW}$

$(157,09 \text{ €/kWh})$ $(0,021 \text{ €/kWh})$

In Bild 5 ist die ermittelte Einsatzaufteilung der Gesamtaufbringung dargestellt.

Ü b u n g s b e i s p i e l
" W i r t s c h a f t l i c h k e i t "

Für ein zu versorgendes Gebiet, dessen (erwarteter) Verbrauch durch die in Bild 1 gegebene Jahres-Belastungsdauerlinie charakterisiert wird, ist - vereinfacht auf Basis der Jahresdauerlinie - ein optimales Produktionsmodell zu erstellen.



Aus den möglichen Kraftwerkserrichtungsvarianten, mit den im folgenden angeführten Kennwerten, sind die Ausbaumaßnahmen so zu wählen, daß sich jener Kraftwerksmix zur Bedarfsdeckung im Grund-, Mittel-(Trapez-) und Spitzenlastbereich ergibt, der - bei einer optimalen Aufteilung nach der **Annuitätenmethode** - die günstigsten Stromgestehungskosten aufweist.

berücksichtigt ist und sich auch die leistungsspezifischen Kostenfaktoren auf die abgegebene Netto-Leistung beziehen. Bei der Einsatzaufteilung braucht weiters vereinfachend die Minimalleistungsgrenze bei den thermischen Kraftwerken nicht beachtet zu werden. Für die dynamische Kostenvergleichsrechnung nach der Annuitätsmethode ist ein Zinsfuß von 7,0 % sowie eine jährliche Kostensteigerungsrate von 2,0 % anzunehmen.

Vorgegebene Kennwerte der zur Wahl stehenden Kraftwerkstypen

Thermische Kraftwerke

siehe Tabelle 1

*) Anmerkung zu Gasturbinen-Kraftwerk(en):

Die Anlagenkosten entfallen zu 60 % auf den baulichen Teil, zu 40 % auf die maschinellen Einrichtungen:

$$A_{\text{Bau}} = 0,6 \cdot A$$

$$A_{\text{Masch.}} = 0,4 \cdot A$$

Für den baulichen Teil ist dabei von einer Nutzungsdauer (Abschreibungsdauer) von 28 Jahren auszugehen, für die maschinellen Teile von 16 Jahren.

Neben dem Ausbau thermischer Kraftwerke besteht die Möglichkeit, zu folgenden Konditionen einen langfristigen Liefervertrag mit einem benachbarten Elektrizitätsversorgungsunternehmen abzuschließen:

Fremdbezug (langfristiger Liefervertrag mit Verbundpartner)

Leistungspreis $k_p = 145,-- \text{ €/kW}$

Arbeitspreis $k_w = 0,03 \text{ €/kWh}$

Kenngröße	Kraftwerkstyp		Braunkohle KW	Kombi-GuD (Erdgas) KW	Gasturbinen-KW (ölgefeuert)
a spezifische Anlagenkosten	in €/kW		1.700,--	820,--	450,--
c leistungsabhängige jährl. Betriebskosten	in €/kWh		95,--	25,--	15,--
n Nutzungsdauer (Abschreibungsdauer)	in a (Jahre)		20	20	Bau 28 Masch. 16 *)
η Wirkungsgrad	in %		42	57,8	33,5
H_u Heizwert	in MJ/Mengen- einheit		11,0 MJ/kg	37,5 MJ/m ³	38,0 MJ/l
k_B Brennstoffpreis	in €/Mengen- einheit		0,020 €/kg	0,215 €/m ³	0,205 €/l
d arbeitsabhängige Betriebskosten	in €/kWh		0,005	0,0023	0,002

Tabelle 1: Kennwerte für thermische Kraftwerke

Für die ermittelte optimale Einsatzaufteilung der Gesamtaufbringung, die in Bild 1 einzuzeichnen ist, sind - unter Bedachtnahme auf eine vorzuhaltende Leistungsreserve von etwa 10 % - die erforderlichen Kraftwerksausbauleistungen bzw. die Anmeldeleistung für einen allfälligen Fremdbezug anzugeben. Die daraus resultierenden jährlichen Gesamtkosten der Aufbringung sind zu bestimmen und nach ihrem fixen (leistungsabhängigen) und variablen (arbeitsabhängigen) Anteil aufzuschlüsseln sowie die sich damit ergebenden spezifischen Kosten auszuweisen.

Zusatzüberlegung: Wenn es der Wunsch privater Investoren (Aktionäre) nach möglichst kurzer Amortisationsdauer des eingesetzten Kapitals erfordert z.Bsp. das Kombi-GuD-Kraftwerk rascher abzuschreiben - etwa in 10 statt in 20 Jahren - und diese Ressource trotz des dadurch erhöhten Fixkostenabteils mit der oben ermittelten Ausbauleistung realisiert werden soll, um welches Ausmaß müsste das "least cost"-Polygon (infolge der Aufteilung der Fixkostenerhöhung der GuD-Einheit auf alle Erzeugungssassets) fiktiv nach oben verschoben werden und welche Änderung ergibt sich für die Höhe der spezifischen Kosten des gesamten Erzeugungssystems?