Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 88 (1997)

Heft: 12

Artikel: Die Kosten der fossilerzeugten kWhel unter dem Einfluss der schweizerischen CO2-Steueransätze

Autor: Friedrich, Giorgio

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902218

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 12.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Die Schweiz hat sich mit der Unterzeichnung der Klimakonvention 1992 in Rio de Janeiro und der Ratifizierung im Dezember 1993 zu einer international abgestimmten Strategie zur Verhinderung einer gefährlichen Klimainstabilität verpflichtet. Zur Erreichung dieses Zieles ist eine langfristige deutliche Abnahme der Treibhausgas-Emission erforderlich. In der vorliegenden Arbeit werden die Gestehungskosten von fossilen Kraftwerken (Steinkohle, Öl, Gas) unter der Berücksichtigung der schweizerischen Steueransätze berechnet. Es wird deutlich, dass diese Abgaben vor allem bei Grundlast-Kraftwerken einen erheblichen Anteil am Gestehungspreis ausmachen. Die Wirtschaftlichkeit dieser fossilen Kraftwerke scheint langfristig in diesem Kontext fraglich zu sein. Die Wasserkraft und die Kernenergie hingegen, die bereits heute einen Grossteil ihrer Umweltkosten internalisiert haben, gewinnen entscheidend an Bedeutung. Damit zeigt sich auch, dass der weitgehend treibhausgasfreie schweizerische Kraftwerkpark gewichtige konkurrenzfähige Elemente aufweist.

Die Kosten der fossilerzeugten kWh_{el} unter dem Einfluss der schweizerischen CO_2-Steueransätze

Adresse des Autors
Dr. *Giorgio Friedrich*
NOK Nordostschweizerische Kraftwerke
Postfach
5401 Baden

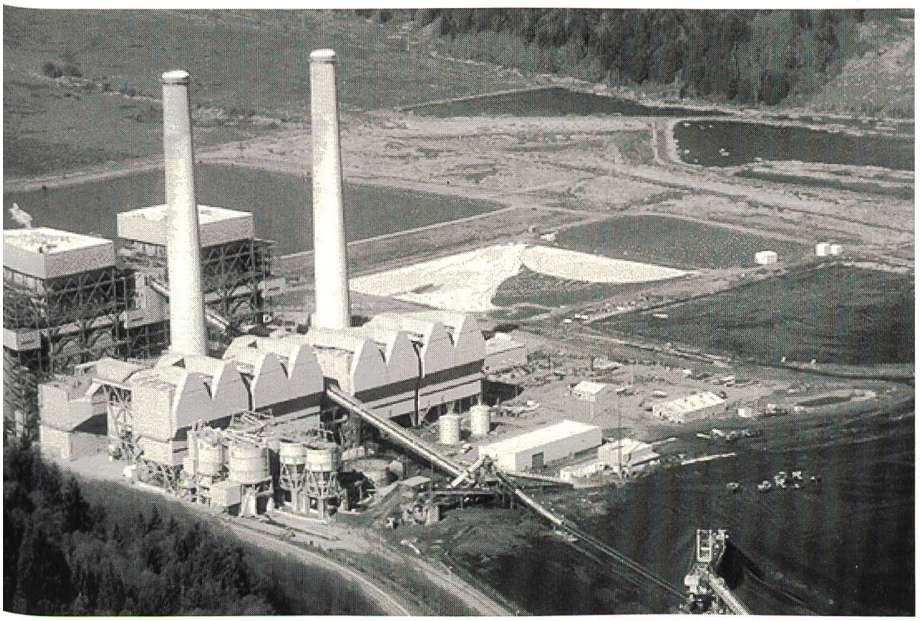
■ Giorgio Friedrich

Problemstellung

Der Treibhauseffekt ist eines der dringendsten globalen Umweltprobleme auf lange Sicht. Die Schweiz hat sich deshalb mit der Unterzeichnung der Klimakonvention 1992 in Rio de Janeiro und der Ratifizierung im Dezember 1993 verpflichtet, eine international abgestimmte Strategie zur Verhinderung einer gefährlichen Instabilität des Klimasystems durch anthropogene Aktivitäten mitzugestalten und mitzutragen.

Zur Erreichung dieses Zieles ist eine langfristig deutliche weltweite Abnahme der Treibhausgas-Emission – insbesondere des CO_2 – erforderlich. Aufgrund der uneinheitlichen wirtschaftlichen Entwicklung müssen aber den Entwicklungsländern nach wie vor die fossilen Energieträger günstig in ausreichendem Masse zur Verfügung stehen; denn der dortige Bevölkerungszuwachs und die aufzubauenden wirtschaftlichen Aktivitäten führen zwangsläufig zu einem erhöhten Einsatz dieser fossilen Energieträger (vgl. auch Berichte der Weltenergiekonferenz).

Aufgrund dieser strategischen Ausgangssituation ist es offensichtlich, dass die industrialisierten Länder ihren Umsatz an fossilen Energieträgern in der Zukunft drosseln müssen, um einerseits den genannten Zielsetzungen Glaubwürdigkeit zu verschaffen, und um andererseits die Versorgungslage der noch wenig in-



Die Gestehungskosten fossiler Kraftwerke (hier ein Kohlekraftwerk) könnten höher sein als bisher angenommen.

CH – CO_2-Steuer, verwendete Ausgangsgrössen									
Grössen und Einheiten Kraftwerkstyp	**Steinkohle DT**	**Steinkohle GuD**	**Braunkohle DT**	**Braunkohle GuD**	**Öl DT**	**Öl GuD**	**Erdgas DT**	**Erdgas GuD**	**Erdgas Gasturbine advanced**
Wirkungsgrad (netto)	0,42	0,45	0,42	0,45	0,42	0,55	0,42	0,57	0,37
CO_2-Emission g/kWh$_{(th)}$	307	307	356	356	271	271	199	199	199
CO_2-Emission g/kWh$_{(el)}$	730,95	682,22	847,62	791,11	645,24	492,73	473,81	349,12	537,84
Brennstoffpreis Rp./kWh$_{(th)}$ (tiefer Preis)	**1**	**1**	**0.5**	**0.5**	**2**	**2**	**2.5**	**2.5**	**2.5**
Max. Steueransatz CH:									
a) Treibstoff: sFr./t CO_2	210	210	210	210	210	210	210	210	210
b) Brennstoff: sFr./t CO_2	30	30	30	30	30	30	30	30	30
zu a)									
CO_2-Steuer auf kWh$_{(th)}$ in Rp.	6.45	6.45	7.48	7.48	5.69	5.69	4.18	4.18	4.18
CO_2-Anteil der Gestehungskosten	15,35	14,33	17,80	16,61	13,55	10,35	9,95	7,33	11,29
Brennstoffkosten + CO_2-Steuer Rp./kWh$_{(el)}$	**17.73**	**16.55**	**18.99**	**17.72**	**18.31**	**13.98**	**15.90**	**11.72**	**18.05**
zu b)									
CO_2-Steuer auf kWh$_{(th)}$ in Rp.	0.92	0.92	1.07	1.07	0.81	0.81	0.60	0.60	0.60
CO_2-Anteil der Gestehungskosten	2,19	2,05	2,54	2,37	1,94	1,48	1,42	1,05	1,61
Brennstoffkosten + CO_2-Steuer Rp./kWh$_{(el)}$	**4.57**	**4.27**	**3.73**	**3.48**	**6.70**	**5.11**	**7.37**	**5.43**	**8.37**

Tabelle I Kostenelemente bezüglich Brennstoff, Kraftwerkstyp und CO_2-Abgaben; Variante mit «tiefen» Brennstoffpreisen.

dustrialisierten Länder zu verbessern. Dies bedingt aber ernsthaft den Einsatz kapitalintensiver Technologien (z.B. Wasserkraft, neue Kernreaktoren und andere neue Energietechnologien), die wesentlich den Kohlenstoff-Kreislauf zu entlasten vermögen.

Deshalb hat der Bundesrat (BR) das Eidgenössische Departement des Innern (EDI) am 31. Mai 1995 beauftragt, bis Mitte 1996 ein entsprechendes Bundesgesetz zur Verminderung der CO_2-Emission (CO_2-Gesetz) auszuarbeiten. Das Gesetz [1] wurde im Herbst 1996 dem Bundesrat unterbreitet.

Entsprechend dem Entwurf werden zahlreiche freiwillige Massnahmen vorgeschlagen. Führen diese Anstrengungen nicht zum erwünschten Ziel einer Stabilisierung bzw. Abnahme der CO_2-Emission, sollen massive Abgaben bezüglich CO_2 eingeführt werden können: 210 sFr./t CO_2 für Treibstoffe, 30 sFr./t CO_2 für Brennstoffe. Es wird aber auch ein Szenario mit einer einheitlichen Abgabe von 60 sFr./t CO_2 erwähnt. Der Energieinhalt wird im Gegensatz zum EU-Modell [2] nicht besteuert.

Um nun diese Sensitivität – das Durchgreifen dieser Steuer auf die Gestehungskosten der fossil erzeugten elektrischen Kilowattstunden – besser zu verstehen, werden in dieser Studie für die Brennstoffe Kohle, Öl und Gas die wesentlichen Kostenelemente transparent zusammengestellt, so dass mit grösserer Sicherheit die oberen und unteren Richtwerte der Gestehungskosten abzuschätzen sind. Im Grundsatz werden zwei Werkstypen untersucht: mit einfachem thermischem Kreislauf aus Gasturbine GT oder Dampfturbine DT und mit kaskadiertem thermischem Kreislauf GuD.

Der relative Anteil dieser CO_2-Steueranteile am Gestehungspreis der fossil erzeugten kWh$_{el}$ ist aber nicht unerheblich, wie die folgende Übersicht zeigt:

T_B	Steinkohle	Öl	Erdgas
Charakter der Spitzenlast 500 h/a:			
DT	4,03%	4,49%	3,46%
GT			4,93%
GuD	3,91%	4,33%	3,39%
Charakter der Grundlast 7000 h/a:			
DT	26,96%	20,85%	14,53%
GT			15,93%
GuD	26,60%	20,59%	14,48%

Die relativen Anteile gelten für die Variante bei aktuellen möglichen Rohenergiepreisen und bei einem tiefen CO_2-Steuersatz für Brennstoffe von nur 30 sFr./t CO_2 (Tabelle I).

Verwendete Parameter und Kostenberechnung

In der vorliegenden Arbeit werden die Kilowattstunden-Kosten für drei verschiedene Maschinensätze, Gasturbinen (GT), Dampfturbine (DT) und Kombikraftwerk (GuD) – sowohl für den Brennstoff Kohle, Öl als auch Gas – berechnet. Zu den Brennstoffkosten werden noch die Zuschläge für die CO_2-Steuer miteingerechnet; es werden je die maximalen Ansätze der CO_2-Abgaben für Brenn- und Treibstoffe gemäss *Entwurf Bundesgesetz zur Reduktion der CO_2-Emissionen vom 23. Oktober 1996* berücksichtigt. Bei den Investitionskosten wird der unterschiedliche Zeitraum für die Abschreibung im Abzinsfaktor eingebaut, bei konstantem Zinssatz von 6%. Die höheren Investitionskosten für Öl- und Steinkohlekraftwerke sollen den Aufwand für die Abgasreinigung andeuten (aber ohne CO_2-Entsorgung); es soll auch der Möglichkeit der Brennstofflagerung für nicht leitungsgebundene Energieträger Rechnung getragen werden. Für die aufwendigere technische Ausrüstung bei doppelter thermischer Nutzung von Gas und Dampf werden leicht höhere Unterhaltskosten eingesetzt.

in Rp./kWh$_{th}$	Treibstoffansatz 210 sFr./t CO_2, CH	Brennstoffansatz 30 sFr./t CO_2, CH
Erdgas	4.18	0.60
Öl	5.69	0.81
Braunkohle	7.48	1.07
Steinkohle	6.45	0.92

Tabelle II Schweizerische CO_2-Steueransätze auf die thermische kWh umgerechnet (abhängig vom Kohlenstoff- und vom Energiegehalt).

In Tabelle II ist die genauere steuerliche Belastung der CO_2- Emission für verschiedene Brennstoffe bezüglich des thermischen Energieinhaltes und auf Tabelle III noch zusätzlich der fossile Energiepreis (als Richtwert) zusammengestellt und mit einem angenommenen Systemwirkungsgrad von DT: 0.42; GT: 0.37; GuD: 0.45/0.55/0.57 auf die elektrische kWh bezogen worden.

Die Kosten der fossil erzeugten kWh_{el} bestimmen sich aus den spezifischen Investitionskosten I in sFr./kW, den Kapitaldienstkosten (Zins i und Laufzeit n), den Betriebs- und Unterhaltskosten U in sFr./kWa. Diese Kosten sind aber abhängig von der Werksausrüstung (Aufwand für die Abgasreinigung bzw. Entsorgung der Brennstoffabfälle) und damit auch vom Personalaufwand. Die hier verwendeten Richtwerte bestimmen in der Summe den Fixkostenanteil der kWh, der bei grösserer Betriebsdauer T_B immer geringer wird. Hinzu kommen noch die variablen Brennstoffkosten ($K_{tot} = K_B + K_{St}$), welche jetzt neu nicht nur die Brennstoffkosten, sondern auch die Steuerbelastungen K_{St} beinhalten (und allfällige internalisierte externe Kosten, vgl. auch [3] und [4]). Die Kostenbestimmung erfolgt nach der Gleichung 1, mit a = 8760 h:

$$\left[\frac{I}{\left(\frac{(1+i)^n-1}{i\cdot(1+i)^n}\right)}+U\right]\cdot\frac{a}{T_B}+(K_B+K_{St})=K_{kWh}$$

(Gleichung 1)

Kostenelement/ Kraftwerktyp	Invest. I sFr./kW	Zins i %	Laufzeit (Jahre) n	Unterhalt U sFr./kWa	Brennstoffkosten $K_{j=G,Öl,Sk}$ Rp./kWh_{el}	Brennstoffkosten $K_{Öl}$ Rp./kWh_{el}
Investition:						
Gas-GT	600	6 (0,06)	10	40	6.76	5.41
Gas-DT	1385[1]	6 (0,06)	25	60	5.95	
Öl-DT	1500	6 (0,06)	25	65	4.76	
Steinkohle-DT	2322[1]	6 (0,06)	30	80	2.38	
Kombi (GuD)						
für Gas	735*	6 (0,06)	25	70	4.39	
für Öl	900	6 (0,06)	25	75	3.64	
für Steinkohle	1935[1]	6 (0,06)	30	100	2.22	

Tabelle III Kostenelemente, die nach Gleichung 1 die Kosten für die kWh_{el} massgeblich bestimmen. Beim Brennstoff Gas werden die Kosten für die thermische kWh mit 2.5 Rp./kWh, beim Öl mit 2 Rp./kWh und bei der Steinkohle 1 Rp./kWh angenommen, Tabelle I (zu*: aus Angaben der PreussenElektra vom 14.1.97, in sFr. umgerechnet, [1] aus Kennziffernkatalog, EWU-Engineering, Berlin 1996).

Den Berechnungen liegen die Annahmen der Tabelle III zugrunde; als Näherung werden konstante Unterhaltskosten für Betrieb und Personal eingesetzt.

Die totalen Produktionskosten der kWh_{el} mit Berücksichtigung der schweizerischen CO_2-Steueransätze gemäss Tabelle II in Abhängigkeit der Benutzungsdauer (Betriebszeit pro Jahr T_B) sind in den Tabellen IV, V und VI zusammengefasst. Sie sind mit den Brennstoffpreisen von Tabelle I gerechnet.

Hierbei ist zu bemerken, dass die CO_2-Steuersätze der fossilen Energie in Tabelle I mit dem Wirkungsgrad des Werkes zu gewichten sind; damit wird die Umlage der Steuer auf die erzeugte elektrische kWh erreicht. Im Falle einer CO_2-Konditionierung, das heisst Bindung in Form von Trockeneis, fällt der Netto-Wirkungsgrad des Kraftwerkes auf etwa $^3/_4$ der angegebenen Werte.

Hinweis: Die vorgelegten Abschätzungen beruhen auf dem Verbrauch der fossilen Brennstoffe am Kraftwerkstandort, also ohne Berücksichtigung des Aufwandes für den Bergbau, den Transport und für die Brennstoffaufbereitung bzw. Entsorgung der Rückstände wie Schlacke, Filterstaub und Gips.

T_B (h) (mit Steinkohle betrieben)/ Rp./kWh_{el}	DT Steueranteil: 15.35 Rp./kWh_{el}	DT Steueranteil: 2.19 Rp./kWh_{el}	Kombi (GuD) Steueranteil: 14.33 Rp./kWh_{el}	Kombi (GuD) Steueranteil: 2.05 Rp./kWh_{el}
100	266.42	253.26	257.13	244.85
500	67.47	54.31	64.67	52.39
1000	42.60	29.44	40.61	28.33
2000	30.16	17.00	28.58	16.30
4000	23.95	10.79	22.56	10.28
6000	21.87	8.71	20.56	8.28
7000	21.28	8.12	19.99	7.71

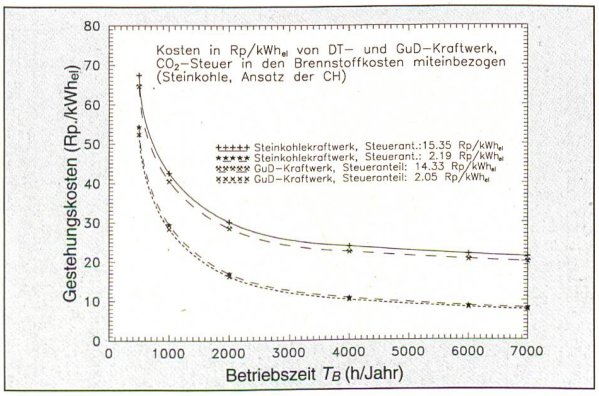


Tabelle IV Totale Gestehungskosten der fossil erzeugten kWh_{el} in Abhängigkeit der Benutzungszeit, der Brennstoffkosten und der CO_2-Steueransätze für *Steinkohle*, es wurden die gleichen Investitionskosten wie in Tabelle III angenommen.

Diskussion der Ergebnisse

Es zeigt sich, dass die Steuerbelastung gemäss schweizerischem Ansatz für fossile Kraftwerke aufgrund der CO_2-Emission (Tabelle VII) ganz erheblich ausfällt; jedoch ist der Einfluss der äquivalenten Betriebszeit T_B entscheidend: bei kleinen Benutzungsdauern vermag der Steueransatz nicht die Höhe der Kosten zu bestimmen, weil die Gestehungskosten vor allem durch die Investitions- und fixen Unterhaltskosten bestimmt werden. Hingegen macht sich bei längeren Benutzungsdauern (4000–7000 h/a) die CO_2-Steuerbelastung markant bemerkbar, so dass kohlenstofffreie Energieträger in diesem Kontext eine besondere Bedeutung erlangen (Wasserkraft, Kernenergie).

T_B (h) (mit Öl betrieben)/ Rp./kWh$_{el}$	DT Steueranteil: 13.55 Rp./kWh$_{el}$	DT Steueranteil: 1.94 Rp./kWh$_{el}$	Kombi (GuD) Steueranteil: 10.35 Rp./kWh$_{el}$	Kombi (GuD) Steueranteil: 1.48 Rp./kWh$_{el}$
100	200.65	189.04	159.38	150.51
500	54.78	43.17	43.06	34.19
1000	36.54	24.93	28.52	19.65
2000	27.43	15.82	21.25	12.38
4000	22.87	11.26	17.62	8.75
6000	21.35	9.74	16.40	7.53
7000	20.91	9.30	16.06	7.19

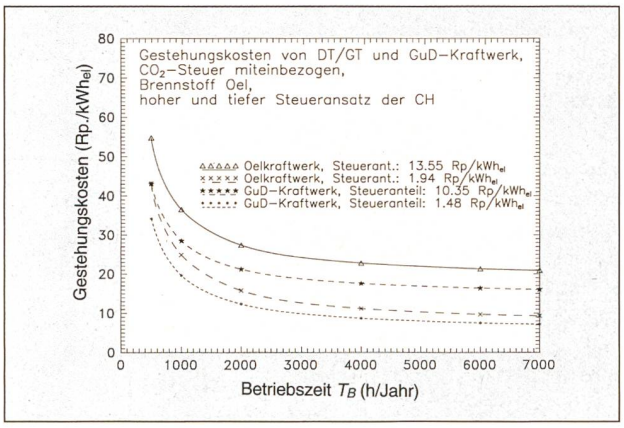


Tabelle V Totale Gestehungskosten der fossil erzeugten kWh$_{el}$ in Abhängigkeit der Benutzungszeit, der Brennstoffkosten und der CO_2-Steueransätze für das *Öl*.

T_B (h) (mit Gas betrieben)/ Rp./kWh$_{el}$	GT / DT Steueranteil: 11.29/9.95 Rp./kWh$_{el}$	GT / DT Steueranteil: 1.61/1.42 Rp./kWh$_{el}$	Kombi (GuD) Steueranteil: 7.33 Rp./kWh$_{el}$	Kombi Steueranteil: 1.05 Rp./kWh$_{el}$
100	139.57 / 184.24	129.89 / 175.71	139.22	132.93
500	42.35 / 49.57	32.67 / 41.04	37.22	30.93
1000	30.20 / 32.73	20.52 / 24.20	24.47	18.18
2000	24.13 / 24.32	14.45 / 15.79	18.09	11.80
4000	21.09 / 20.11	11.41 / 11.58	14.91	8.62
6000	20.08 / 18.71	10.40 / 10.18	13.84	7.55
7000	19.79 / 18.30	10.11 / 9.77	13.54	7.25

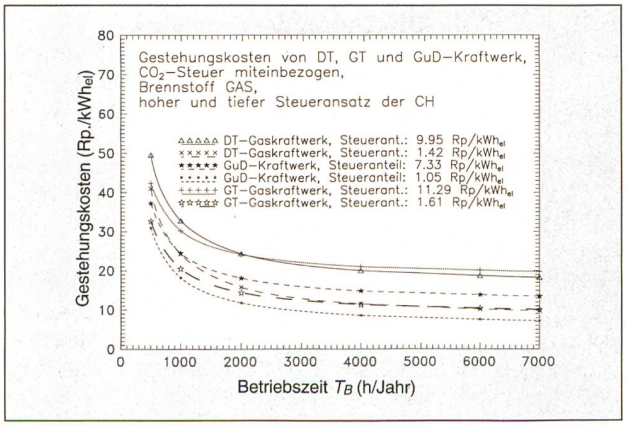


Tabelle VI Totale Gestehungskosten der fossil erzeugten kWh$_{el}$ in Abhängigkeit der Benutzungszeit, der Brennstoffkosten und der CO_2-Steueransätze; gilt für Brennstoff *Erdgas*; GT, DT, GuD.

Bei langer Benutzungsdauer >4000 h/a, wie sie zwangsläufig zur Deckung der Grundlast erforderlich sind, werden die Gestehungskosten stark von den laufenden betriebsabhängigen Kosten bestimmt, gleichzeitig treten die investitionsabhängigen spezifischen Kosten (umgekehrt proportional zur Benutzungsdauer) in den Hintergrund. Die Kostenstruktur aller fossilen Kraftwerke für den Grundlastbereich bleibt deshalb sehr anfällig auf Brennstoff-Preiserhöhungen und auf Umwelt- bzw. Entsorgungsabgaben; damit wird ihre vermeintliche Wirtschaftlichkeit in einem geänderten Umfeld nicht mehr so offensichtlich sein, wie hier die Ergebnisse zeigen:

Im Falle der Steinkohle (Tabelle IV) wird sich beim Dampfturbinen-Kraftwerk (DT) der CO_2-Steueranteil bei langen Betriebszeiten auf 27% belaufen, und dies bei einem vergleichsweise tiefen Steueransatz von 30 sFr./t CO_2. Bei höheren Ansätzen steigt dieser relative Anteil stark an: beim 7fachen Steueransatz (210 sFr./t CO_2) liegt dieser Anteil schon über 70%. Für das GuD-Werk liegt dieser Wert bei 72%. Bei kleinen Nutzungsdauern von 500 h/a wird die Steuerbelastung bei beiden Kraftwerkstypen um 4% liegen, der tiefe Steueransatz vorausgesetzt; bei hohem Steueransatz wird bei dieser theoretisch kleinen Nutzungsdauer der Steueranteil aber bereits 22% ausmachen.

Im Falle des Ölkraftwerkes (Tabelle V) liegt der CO_2-Steueranteil im Grundlastbereich beim GuD-Prozess um 20%, beim einfachen Prozess liegt der Steueranteil in derselben Grössenordnung. Im 500-h-Bereich (Spitzenlast, Konsum angepasst) liegt der CO_2-Steueranteil bei etwa 4,5%; der höhere Steueranteil wird sich aber mit 24,74% bzw. für den GuD-Prozess mit 24,04% schon deutlicher bemerkbar machen.

Wird das Werk mit Erdgas (Tabelle VI) betrieben, so macht der tiefere CO_2-Steueranteil bei grosser Benutzungsdauer im Falle des GT-Werkes bis zu 16%, beim DT-Werk bis zu 14,5% aus. Der Anteil beim GuD-Kraftwerk liegt in der gleichen Grössenordnung. Bei kleinen Nutzungsdauern von 500 h wird die CO_2-Steuerbelastung beim GT-Werk 5%, beim DT- und beim GuD-Kraftwerk weniger als 3,5% ausmachen. Bei hohem Steuersatz machen aber die Abgaben beim Einsatz als Spitzenkraftwerk (500 h/a–1500 h/a) zwischen 27% bis zu 43% (GT) aus bzw. 20% bis 36% (GuD), beim Einsatz als Grundlastkraftwerk steigt dieser Anteil auf über 54% der Gestehungskosten, trotz des Einsatzes von Erdgas.

Interessant ist der Hinweis, dass bei der Gasturbine bis 2000 h/a bei hohen CO_2-Abgaben die Gestehungskosten tiefer liegen als beim reinen Dampfkraftwerk, aber wesentlich höher, um 5 bis 6 Rp./kWh, als beim GuD-Werk. Bei tiefen CO_2-Abgaben werden die Gestehungskosten des GuD-Kraftwerkes über den ganzen Einsatzbereich 2–3 Rp./kWh

	C-Gehalt in %	kg CO_2/kg	kg CO_2/GJ	g CO_2/kWh_{th}
Rohöl	87,00	3,19	75,95	273
Motorenbenzin	85,00	3,12	73,37	264
Flugtreibstoff	85,50	3,14	73,44	264
Diesel	87,00	3,19	76,61	276
Heizöl (EL)	86,00	3,15	75,34	271
Heizöl (S)	88,00	3,23	82,02	295
Erdgas L	64,08	2,35	55,42	199
Flüssiggas	82,50	3,03	66,01	238
Methan	75,00	2,75	55,00	198
Steinkohle	74,40	2,73	85,25	307
Braunkohle	27,00	0,99	99,00	356

Tabelle VII C-Gehalt und CO_2-Emissionen; mit tieferem Heizwert gerechnet, das heisst ohne H_2O-Kondensation.

tiefer liegen als bei der Gasturbine. Trotz dieser Kostenstruktur wird der Einsatz im Spitzenbereich aber eher der Gasturbine vorbehalten.

Die hier vorgestellten Richtwerte der Gestehungskosten können aus vier Gründen als untere Grenze betrachtet werden:

1. Die Abschreibdauer dürfte heute tendenziell kleiner als 25 Jahre sein; damit steigen die Finanzierungskosten (Abschreibkosten).
2. Die Brennstoffpreise dürften durch äussere wirtschaftspolitische Einflüsse (grosse Nachfrage) in der Zukunft eher steigen.
3. Eine reale Entsorgungsgebühr für das CO_2 aus fossilen Kraftwerken liegt deutlich über 30 sFr./t CO_2, eher bei 100–300 sFr./t CO_2 (Tiefseelagerung des Trockeneises). Erst diese Grössenordnung hat den Charakter von wirklichen Vermeidungskosten.
4. Im Falle eines zusätzlichen Verfahrensprozesses zur Abscheidung des CO_2 aus dem Rauchgas und zur Herstellung des Trockeneises muss eine deutliche Abnahme des Nettowirkungsgrades berücksichtigt werden; der CO_2-Anteil pro erzeugte kWh steigt (auch die spezifischen Investitionskosten werden höher)!

Schlussfolgerung

Die Berechnungen mit den dokumentierten Richtwerten für die verwendeten Parameter zeigen auf eindrückliche Weise, dass die Gestehungskosten der erzeugten Elektrizität mit Hilfe fossiler Energieträger aufgrund der Treibhausgasemission am Standort des Kraftwerkes – bereits ohne Einbezug der sonstigen externen Kosten wie Umwelt und soziale Kosten – äusserst sensitiv auf die brennstoffbezogenen CO_2-Abgaben reagieren. Bedenkt man aber, dass Versuche der Endlagerung des CO_2 in Tiefseegräben erst im Labormassstab möglich und dass bereits Kostenmodelle vorhanden sind, die das 3- bis 10fache des schweizerischen Brennstoffansatzes von 30 sFr./t CO_2 ausmachen (siehe Ref. in [3]), wobei noch der Systemwirkungsgrad deutlich unter 0,5 zu liegen kommt, so scheint die Wirtschaftlichkeit, wie sie heute auch in einem liberalisierten Umfeld immer wieder zugesichert wird, keineswegs so offensichtlich zu sein. Es sind diese strategischen Überlegungen, die den heutigen schweizerischen Kraftwerkpark für die Zukunft so wertvoll machen, greift er doch nur minim in den Kohlenstoffkreislauf ein. Dies zeigen auch neueste Untersuchungen des PSI [5 und 6], wo mit der Methode der «Life Cycle Analysis» ganze Kraftwerksysteme auf eine breitabgestützte Umweltverträglichkeit hin untersucht werden [7]. Besonders wertvoll ist hierbei die ganzheitliche Betrachtung. Diese Untersuchungen und Ergebnisse stehen durchaus im Einklang mit internationalen Studien der OECD/IEAE bzw. EU [8].

Es bestätigt sich, dass der beinahe treibhausgasfreie Kraftwerkspark durchaus gewichtige konkurrenzfähige Momente aufweist, die auch langfristig Gültigkeit haben; damit ist ein deutlicher ökologischer Wettbewerbs- bzw. Standortvorteil des Werkplatzes Schweiz gegeben.

Literaturhinweis:

[1] Erläuternder Bericht zum Bundesgesetz zur Reduktion der CO_2-Emissionen vom 23. Oktober 1996. Vernehmlassung zum CO_2-Gesetz «Faktenblätter», Eidgenössisches Departement des Innern.

[2] *Hoffmann, Thomas*: Das Steuermodell der EG-Kommission zur Stabilisierung der CO_2-Emissionen. Elektrizitätswirtschaft (1993), Heft 15, S. 919–920.

[3] *Friedrich, Giorgio*: Die schweizerische Elektrizitätserzeugung und deren ökologischer und sozialer Aspekt. Bulletin SEV/VSE 22/1994, S. 45–54.

[4] *Oser, P., Rogenmoser, Chr., Friedrich, G.*: Auswirkungen der Internalisierung externer Kosten auf die Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen und Elektro-Wärmepumpen, Bulletin SEV/VSE 10/1995, S. 21–25.

[5] *Dones, R., Gantner, U., Hirschberg, S., Doka, G., Knoepfel, I.*: Projet GaBE from PSI: Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland. PSI-Bericht Nr. 1996-07.

[6] *Hirschberg, S., Spiekerman, G., Dones, G.R.*: Project GaBE from PSI: Severe Accidents in the Energy Sector. First edition (Draft), PSI-Bericht Nr. 96-xx (1996).

[7] *Dreicer, M., Tort V., Thieme, M.* (1997): The monetary valuation of the health and environmental impacts of the nuclear cycle. Kerntechnik 62 (1997) 1, Carl Hanser Verlag, München. S. 34–39.

[8] *Dreicer, M., Tort, V., Manen, P.* (1995): Nuclear Fuel Cycle: Estimation of physical impacts and monetary voluation for perfority pathways. Report N° 234. Centre d'étude sur l'évaluation de la protection dans le domaine nucléaire (cepn). Prepared for Directorate General XII of the Commission of the European Communities in the framework of the ExternE project.

Les coûts des kWh_{el} produits à base de combustible fossile subissent l'influence des taxes fiscales suisses prélevées sur le CO_2

En ratifiant la convention sur le climat en 1992 à Rio de Janeiro, la Suisse s'est engagée à suivre une stratégie internationale visant à enrayer une dégradation dangereuse du climat. Une nette diminution à long terme des émissions de gaz de serre est toutefois nécessaire afin que cet objectif puisse être atteint. L'article porte sur le calcul des coûts de revient de centrales thermiques classiques (houille, mazout, gaz) en fonction des charges fiscales suisses. Les charges fiscales constituent une part importante du prix de revient principalement pour les centrales de base. La rentabilité des centrales thermiques classiques pourrait ici être à long terme problématique. La force hydraulique et l'énergie nucléaire, qui ont déjà internalisé une grande partie de leurs coûts environnementaux, gagnent par contre nettement en importance. Ceci montre aussi que le parc de centrales suisse, quasi exempt d'émissions de gaz de serre, dispose d'atouts concurrentiels majeurs.