

Entstickung in sechs Schritten

Kosten-Effektivitäts-Analyse von Maßnahmen zur NO_x -Reduzierung
in den öffentlichen Kraftwerken Baden-Württembergs

Dr.-Ing. R. Friedrich, Dipl.-Ing. Dipl.-Kfm. M. Mattis, Prof. Dr. A. Voß, Stuttgart

Durch verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen werden die NO_x -Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in Baden-Württemberg bis zum Ende des Jahrzehnts um 73% verringert, obwohl der Kohleinsatz in diesem Zeitraum stark ansteigt. Insgesamt werden bis 1995 Emissionsminderungen von 290 000 t NO_x erreicht. Durch die Maßnahmen werden die Stromerzeugungskosten aus Kohlekraftwerken im Mittel um 1,3 Pf/kWh erhöht, dies führt zu einer mittleren Stromkostenerhöhung von 0,4 Pf/kWh bezogen auf die gesamte Stromerzeugung.

Primäre Luftschadstoffe wie NO_x und SO_2 und sekundäre wie Ozon und Photooxidantien gelten als Hauptverursacher der nach wie vor zunehmenden Waldschäden sowie anderer Schäden z. B. an Gebäuden und Gewässern. Das Ausmaß der Waldschäden ist in Baden-Württemberg besonders hoch.

Um die Möglichkeiten einer raschen und nachhaltigen Emissionsminderung in Baden-Württemberg zu untersuchen, hatte die Landesregierung zunächst eine Arbeitsgruppe initiiert, die der Frage nachging, wie sich die SO_2 -Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in kurzer Frist reduzieren lassen. Diese Arbeitsgruppe hat im September 1983 ihren Bericht vorgelegt [1, 2].

Im Anschluß daran hat die Landesregierung eine weitere Kommission eingesetzt, die ein Programm zur Minderung von NO_x -Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken erarbeiten sollte. Die Arbeitsgruppe setzte sich aus Vertretern der Landesregierung, der Regierungspräsidien, der großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, der einschlägigen Anlagenbauunternehmen und der Wissenschaft zusammen. Als Zielvorgabe für die Arbeit der Kommission waren die folgenden vier Rahmenbedingungen vorgegeben:

- Alle Kraftwerksblöcke mit Trockenfeuerung, die in Zukunft genehmigt werden, sollen einen Grenzwert von 200 mg NO_x/Nm^3 Rauchgas einhalten.
- Alle bereits genehmigten und derzeit im Bau befindlichen Kraftwerksblöcke mit Trockenfeuerung dürfen bei Inbetriebnahme maximal 650 mg NO_x/Nm^3 Rauchgas ausstoßen.
- Der Stickoxid-Ausstoß der Kraftwerksblöcke mit Trockenfeuerung ist bis 1988 auf maximal 200 mg NO_x/Nm^3 zu begrenzen. Der Stickoxid-Auswurf der Kraftwerksblöcke mit Schmelzkammerfeuerung ist – soweit nicht bis zum Ende dieses Jahrzehnts Übernahme in Kaltreserve oder Stilllegung erfolgt – bis 1990 auf 200 mg NO_x/Nm^3 abzusinken.
- Um dieses Ziel – abgestimmt auf die Bedingungen im Lande Baden-Württemberg – zu erreichen und um offene Fragen zu klären, wird unverzüglich mit dem Bau und der Erprobung von Versuchs- und Demonstrationsanlagen begonnen.

Entwicklung der Stromerzeugung

Die Kommission hat im Oktober 1984 ihren Abschlußbericht vorgelegt; dieser enthält Angaben zum Stand der Technik von Primär- und Sekundärmaßnahmen zur NO_x -Minderung, zu den geplanten Maßnahmen sowie zu deren Wirksamkeit und Kosten [3]. Im folgenden werden Ergebnisse dargestellt, die von den Autoren für die Kommission erarbeitet wurden.

Um die zukünftig sich ergebenden Emissionen bzw. Minderemissionen ermitteln zu können, mußten zunächst die zu erwartenden Kraftwerkseinsätze für jeden Kraftwerksblock in Baden-Württemberg vorgegeben werden. Dabei wurde angenommen, daß der Stromverbrauch in Baden-Württemberg im Betrachtungszeitraum, d. h. bis 1995, um durchschnittlich 3%/a ansteigt. Außerdem wurde berücksichtigt, daß durch die Vereinbarungen mit dem deutschen Steinkohlenbergbau bestimmte Mindestkohlemengen eingesetzt wer-

den müssen. Diese Annahmen führen zu der in Bild 1 dargestellten Aufteilung der Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken. Deutlich ist der Anstieg der Stromerzeugung aus Kernenergie bedingt durch die Inbetriebnahme von KKP II (Philippsburg) 1985 und GKN II (Neckarwestheim) Mitte 1989 sowie der Anstieg des Kohleinsatzes um 45% von 1984 bis 1988 zu erkennen. Letzterer wird durch die Inbetriebnahme von drei neuen Kohleblöcken (Karlsruhe Rheinhafen 7, Heilbronn 7 und Altbach 5) mit insgesamt 1588 MW_{el} (netto) im Jahr 1985 ermöglicht.

Ohne Durchführung zusätzlicher Maßnahmen zur Minderung der NO_x -Emissionen und bei der Annahme, daß die neuen Kraftwerksblöcke nur die Genehmigungsvorgaben erfüllen (Referenzfall), würden sich die in Bild 2, oberste Kurve, gezeigten NO_x -Emissionen ergeben; d. h. die NO_x -Emissionen würden von derzeit ca. 55 000 t/a (1984) auf ca. 67 000 t/a bis 1988 ansteigen. Im wesentlichen durch die Inbetriebnahme von GKN II würden sie dann auf etwa 47 000 t im Jahre 1990 zurückgehen und anschließend wieder kontinuierlich auf 56 000 t/a am Ende des Betrachtungszeitraumes (1995) zunehmen. Der Anstieg der Emissionen von 1984 bis 1988 ist dabei weniger stark als der Anstieg der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken; hier wirken sich die geringeren spezifischen Emissionen der neuen Kohleblöcke mit trockenem Ascheabzug positiv aus.

Der Anteil der gas- und ölbefeuerten Blöcke an den Emissionen liegt bei ca. 8% der Gesamtemissionen, daher wurden hauptsächlich Maßnahmen bei Kohlekraftwerken untersucht.

Primärmaßnahmen

Wesentliche Parameter der Bildung von NO_x sind die Feuerraum- bzw. Flammenspitzen-temperaturen, die lokale O_2 /Brennstoff-Stöchiometrie und die Gasverweilzeit in den hohen Temperaturzonen [3]. Als günstige Möglichkeiten zur NO_x -Minderung mit gutem Kosten-Wirksamkeits-Verhältnis ergeben sich daraus insbesondere eine schadstoffoptimierte Einstellung der Brenner, der Einbau von Stufenmischbren-

Dr.-Ing. R. Friedrich und Dipl.-Ing. Dipl.-Kfm. M. Mattis sind wissenschaftliche Mitarbeiter des von Prof. Dr. A. Voß geleiteten Instituts für Kernenergie und Energiesysteme (IKE) an der Universität (TH) Stuttgart. Die Autoren Friedrich und Voß haben in „et“ 8/84 bereits über die baden-württembergischen Aktivitäten zur Entschwefelung berichtet.

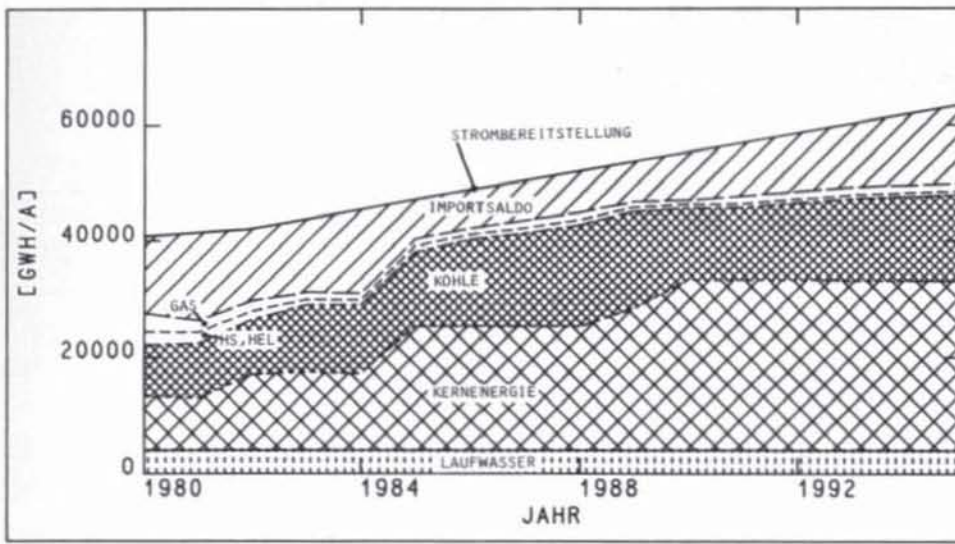


Bild 1: Nettostromerzeugung der öffentlichen Kraftwerke in Baden-Württemberg differenziert nach Brennstoffart der Erzeugung.

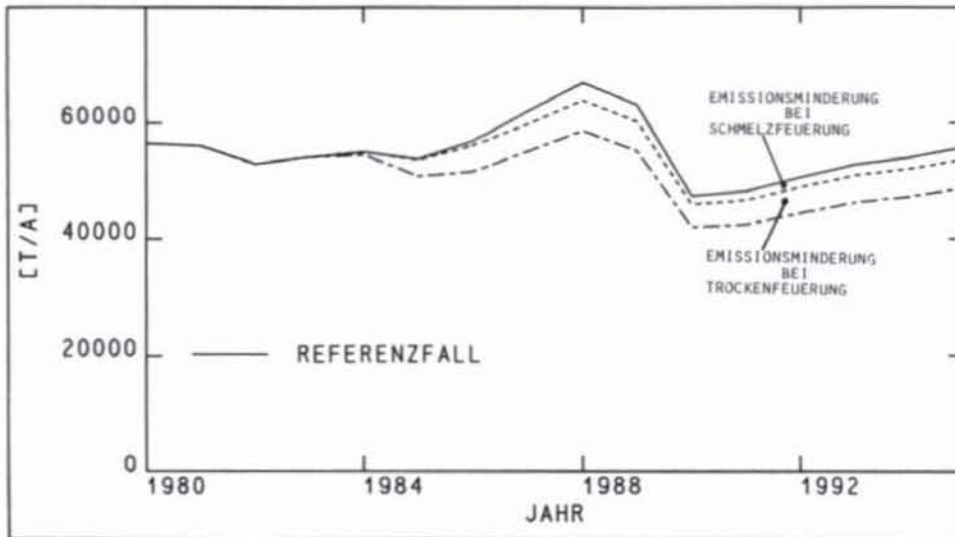


Bild 2: NO_x-Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in Baden-Württemberg im Referenzfall und bei Durchführung von Primärmaßnahmen an Trocken- und Schmelzfeuerungen.

nen, der unterschiedlich-stöchiometrische Betrieb der Brenner und die Zugabe von Oberluft. Die bei den baden-württembergischen Kohleblöcken geplanten Primärmaßnahmen zeigt Tabelle 1. Trockenfeuerungen haben wegen der geringeren Feuerraumtemperaturen bereits vor Durchführung von Maßnahmen geringere Emissionen als Schmelzkammerfeuerungen (bei Neuanlagen mit trockenem Ascheabzug sind 800 mg/Nm³ ohne Probleme erreichbar). Durch die zusätzlichen Primärmaßnahmen werden bei den im Bau befindlichen Kraftwerksblöcken (Badenwerk 7, Heilbronn 7 und Altbach 5) bereits ab Inbetriebnahme Emissionswerte erreicht, die unter den Genehmigungswerten liegen (ca. 650 mg/Nm³). Auch bei den bereits in Betrieb befindlichen Kesseln Münster K 12 und Mannheim 7 lassen sich Verbesserungen erreichen.

Die Kostenunterschiede zwischen NO_x-armen und konventionellen Brennern sind sehr gering; die Mehrkosten für eine Vertrimmung bzw. Einstellung der Brenner sind ebenfalls im Rahmen dieser Betrachtung vernachlässigbar. Allerdings lassen sich einige der primärseitigen Emissionsminderungen nur durch eine Einschränkung des Brennstoffbandes erreichen.

Die emissionsmindernde Wirkung von Primärmaßnahmen kann nicht exakt vorausgerechnet werden. So ist es insbesondere möglich, daß bei den im Bau befindlichen Anlagen sogar Werte erreicht werden, die unterhalb der angegebenen 650 mg/Nm³ liegen. Dies kann jedoch nicht garantiert werden, da entsprechende Erfahrungen noch nicht vorliegen.

Es sei erwähnt, daß durch Technologien wie Mehrstufenmischbrenner oder MACT-

Tabelle 1: Vorgesehene Primärmaßnahmen zur Minderung von NO_x-Emissionen aus kohlebefeuelten Kraftwerksblöcken in Baden-Württemberg

EVU/Block	Feuerungswärmeleistung (MW _{th})	Feuerungsart ²⁾	NO _x -Emissionen				Emissionsminderung (%)	Maßnahmen	Kosten (ca. DM)
			vor Durchführung bei Vollast		nach Durchführung bei Vollast (ca.-Werte)				
			t/h	mg/Nm ³	t/h	mg/Nm ³			
Badenwerk AG									
Block 7	1400	T	1,67 ¹⁾	900 ¹⁾	1,2	650	28	Stufenmischbrenner	—
Großkraftwerk Mannheim AG									
Block 7	1050	T	1,07	800	0,94	700	13	Brennereinstellung	—
Neckarwerke AG									
Walheim 1	255	S	0,39	1200	0,34	1050	13	Stufenmischbrenner	3 Mill.
Walheim 2	370	S	0,77	1700	0,58	1300	25	Stufenmischbrenner	3 – 4 Mill.
Altbach 5	1090	T	1,12 ¹⁾	800 ¹⁾	0,91	650	19	Stufenmischbrenner	—
Energieversorgung Schwaben AG									
Heilbronn 3	285	S	0,54	1600	0,44	1300	19	Stufenmischbrenner	2 Mill.
Heilbronn 4	285	S	0,54	1600	0,44	1300	19	Stufenmischbrenner	2 Mill.
Heilbronn 5	310	S	0,64	1600	0,52	1300	19	Stufenmischbrenner	2,5 Mill.
Heilbronn 6	310	S	0,64	1600	0,52	1300	19	Stufenmischbrenner	2,5 Mill.
Heilbronn 7	1860	T	2,0 ¹⁾	800 ¹⁾	1,6	650	19	Brennereinstellung, Oberluftzugabe	—
Technische Werke der Stadt Stuttgart AG									
Münster 12	120	T	0,15	1000	0,12	800	20	Oberluftzugabe	0,3 Mill.

¹⁾ Genehmigungswerte (bei noch nicht fertiggestellten Anlagen); ²⁾ T = Trockenfeuerung, S = Schmelzkammerfeuerung

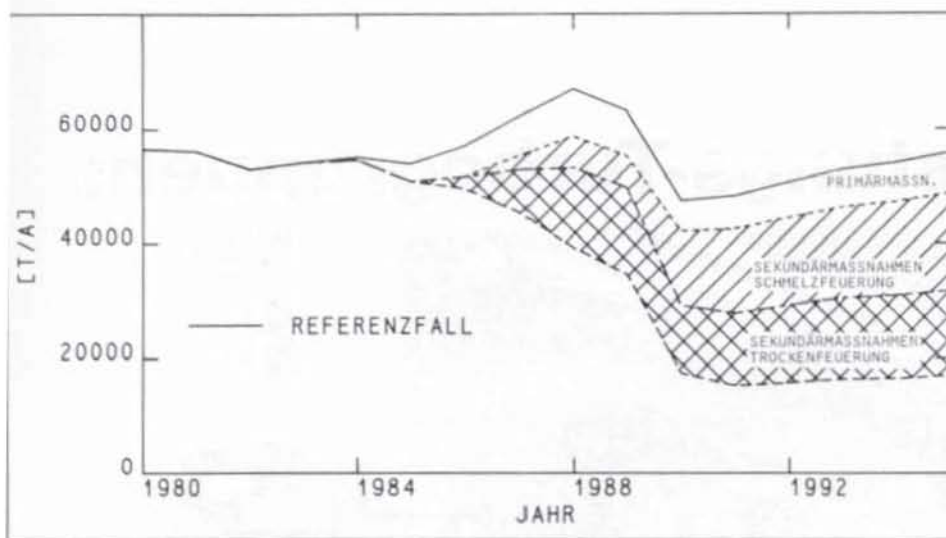


Bild 3: NO_x -Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in Baden-Württemberg bei Durchführung von Primär- und Sekundärmaßnahmen an Schmelz- und Trockenfeuerungen.

Prozeß, die sich derzeit noch in der Entwicklung befinden, NO_x -Emissionen von 300 – 400 mg/Nm^3 bei Neuanlagen mit Trockenfeuerung möglich werden könnten.

Bei Schmelzkammerfeuerungen ist die Wirksamkeit von Primärmaßnahmen dadurch begrenzt, daß eine gewisse Feuerungstemperatur nicht unterschritten werden darf, um noch ein Schmelzen der Asche zu erreichen.

Auch hier lassen sich die erreichbaren NO_x -Emissionsminderungen nur sehr ungenau abschätzen, da der Erfolg der Maßnahmen von zahlreichen kessel- und brennstoffbezogenen Parametern abhängt und daher analytisch nicht hinreichend genau vorausberechnet werden kann. Daher werden bei den beiden Kraftwerken Walheim und Heilbronn 1986 jeweils zunächst nur ein bzw. zwei Blöcke mit Schmelzkammerfeuerung umgerüstet, die weiteren Blöcke sollen dann ein Jahr später unter Berücksichtigung der gewonnenen Meßwerte und Erfahrungen nachgerüstet werden.

Durch die in Tabelle 1 zusammengestellten Primärmaßnahmen werden die NO_x -Emissionen kurzfristig wirkend ab 1984 reduziert, und zwar um durchschnittlich etwa 10% zwischen 1984 und 1995. Dabei werden durch die Primärmaßnahmen bei Trockenfeuerungen mit insgesamt 50 000 t NO_x zwischen 1984 – 1995 fast dreimal so hohe Emissionsreduktionen erreicht wie bei Schmelzfeuerungen, bei denen die Reduzierung insgesamt 18 000 t NO_x zwischen 1986 und 1995 bzw. 1 800 t/a beträgt (siehe Bild 2).

Die Mehrkosten für die Primärmaßnahmen bei neuen Trockenfeuerungen liegen sehr niedrig, so daß sich ein sehr kleines, d. h. günstiges Kosten-Effektivitäts-Verhältnis ergibt. Die gesamten Investitionskosten für die Primärmaßnahmen bei den Schmelzfeuerungen betragen ca. 16 Mill. DM.

Aus Kosten und Minderemissionen ergibt sich ein Kosten-Effektivitäts-Verhältnis von 0,92 DM pro kg nicht emittiertem NO_x für Primärmaßnahmen bei Schmelzfeuerungen. Dieser Wert liegt wesentlich niedriger als der für Rauchgasentstickungsanlagen ermittelte Wert.

Sekundärmaßnahmen

Da mit Primärmaßnahmen allein die Zielvorgabe von 200 mg/Nm^3 nicht zu erreichen ist, sind in jedem Fall Sekundärmaßnahmen zur Abscheidung des NO_x aus dem Rauchgas erforderlich. Die geplanten DeNO_x -Anlagen sind in Tabelle 2 aufgeführt. Wegen der kurzen Zeitspanne bis zur Realisierung der Maßnahmen haben die meisten EVU das SCR-Verfahren ausgewählt, da dieses Verfahren in Japan in Kohlefeuerungen mit trockenem Ascheabzug bereits großtechnisch erprobt ist. Als Besonderheit wollen die EVS die DeNO_x -Anlage nach dem SCR-Verfahren für die Blöcke Heilbronn 3 – 6 nicht wie üblich vor dem Luftvorwärmer, sondern

nach der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) einbauen. Dies reduziert die Einbauprobleme und führt überdies wahrscheinlich zu höheren Katalysatorstandzeiten, da die Rauchgase gewaschen sind. Allerdings ist eine Wiederaufheizung der Rauchgase nach der REA erforderlich.

Die Abscheidegrade bei Trockenfeuerungen mit SCR von ca. 69 – 80% sind problemlos zu erreichen; bei Schmelzfeuerungen müßten dagegen zur Erfüllung der Zielvorgabe Abscheidegrade von bis zu 85% erzielt werden – das Erreichen dieser Werte erscheint heute mangels großtechnischer Erfahrungen bei Schmelzfeuerungen noch nicht gesichert.

Für die Blöcke Mannheim 3 und 4 und Stadtwerke Karlsruhe 3, für die bereits Entschwefelungsanlagen nach dem Walther-Verfahren geplant sind, ist eine gemeinsame Entschwefelung und Entstickung nach dem Walther-Simultan-Verfahren vorgesehen; dabei sollen Abscheidegrade von bis zu 89% erreicht werden.

Die Badenwerk AG untersucht derzeit für Block 7, ob alternativ zum SCR-Verfahren auch der Einsatz des EBDS-Verfahrens möglich ist. Das EBDS-Verfahren (Electron Beam Dry Scrubbing) wandelt das NO_x mit Hilfe einer Elektronenstrahlung und mit Ammoniak und Wasser zu Ammoniumnitrat um. Bis Ende 1986 soll durch Versuche eine ausreichende Grundlage zur Entscheidung zwischen den beiden Verfahren erarbeitet werden. Bemerkenswert ist zudem, daß die DeNO_x -Anlagen für Altbach 5 bereits ab Anfang 1986, für Heilbronn 7 und Münster 12 und 15 ab Herbst 1986 und für die Stadtwerke Karlsruhe ab Ende 1986 betrieben werden können.

Die eingebauten DeNO_x -Anlagen führen zu den in Bild 3 dargestellten erheblichen NO_x -Minderungen aus öffentlichen Kraftwerken. Die Emissionen werden sich von derzeit 55 000 t/a auf 15 000 t/a 1991 verringern, dies entspricht einem Rückgang um 73% gegenüber den Emissionen des

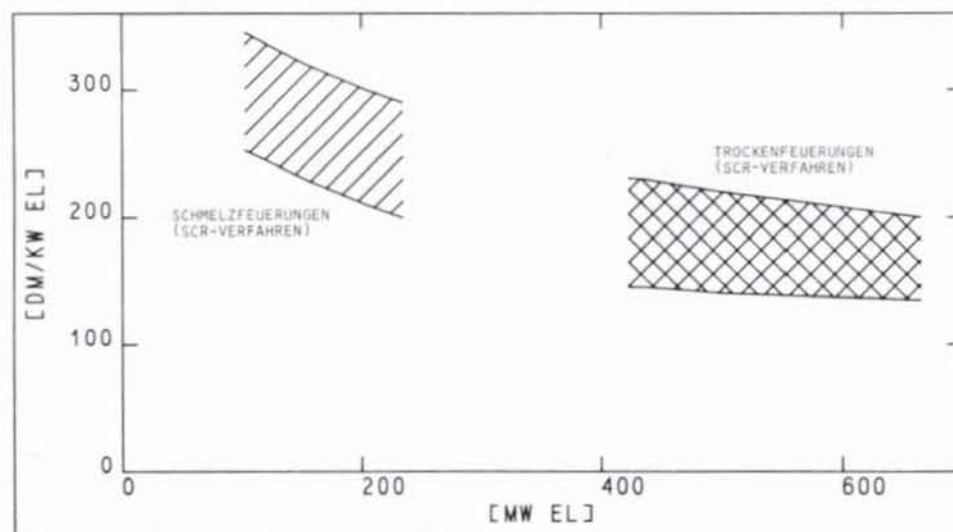


Bild 4: Spezifische Investitionen für DeNO_x -Anlagen (SCR-Verfahren) in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung differenziert nach Schmelz- und Trockenfeuerungen.

Tabelle 2: In Baden-Württemberg für öffentliche Kraftwerke geplante Rauchgasentstickungsanlagen

Block	Feue- rungs- wärme- leistung (MW _{th})	Feue- rungs- art (T=Trocken-, S=Schmelz- kammer)	Anlagentyp der REA	NO _x -Emissionen (mg/Nm ³)		Emis- sions- minde- rung (%)	Jahr der Inbe- trieb- nahme der DeNO _x - Anlage	Investitionen (10 ⁶ DM) ³⁾		Betriebs- kosten pro Voll- lastbe- triebs- stunde (DM/h)
				vor ¹⁾	nach Einbau			Anlage ohne Kataly- satoren	Kataly- satoren	
Badenwerk AG										
RDK 7	1 400	T	SCR oder EBDS	650	200	69	1988	82 ⁷⁾	28 ⁷⁾	510 ⁷⁾
Energie-Versorgung Schwaben AG										
Heilbronn 3-6										
Stufe 1	1 190	S	SCR nach REA	1 300	800		1987	27,5	22,5	1 230
Stufe 2			SCR nach REA	800	ca. 200 ⁴⁾	ca. 85	1990	27,5 ⁶⁾	22,5 ⁶⁾	1 230 ⁶⁾
Heilbronn 7	1 860	T	SCR	650	200	69	1986	60-79	55-66	795
Großkraftwerk Mannheim AG										
Block 3 + 4	1 000	S	Walther simultan	1 600	200	88	1988	5 200 DM/VBh bei 5 400 VBh ²⁾		
Block 7	1 050	T	SCR	700	200	75	1988	52	25	440
Neckarwerke AG										
Altbach 5	1 090	T	SCR	650	200 ⁶⁾	69	1986	52	13	315
Walheim 1/2	625	S	SCR	1 050/1 300	200	81/85	1990	61	25	310
Technische Werke der Stadt Stuttgart AG										
Münster K 12	120	T	SCR	800	200	80	1986	12,5	6	ca. 40
Münster K 15	120	T	SCR	800	200	75	1986	12,5	6	ca. 40
Stadtwerke Karlsruhe										
Kessel 3	192	S	Walther simultan	1 800	200	89	1986	25 ⁵⁾	—	ca. 300 ⁵⁾

¹⁾ Ggf. unter Berücksichtigung von Primärmaßnahmen

²⁾ Restkosten nach Abzug der Entschwefelungskosten, einschließlich Investitionskosten

³⁾ Ohne Steuern, Versicherung, Personalkosten

⁴⁾ Bei Anwendung des SCR-Verfahrens bei Schmelzfeuerung ist das Erreichen von 200 mg/Nm³ noch nicht gesichert

⁵⁾ Restkosten nach Abzug der Entschwefelungskosten

⁶⁾ Zusätzlich zu den Kosten für Stufe 1

⁷⁾ Kosten beziehen sich auf die SCR-Anlage (Rohgasschaltung)

⁸⁾ Im ersten Betriebsjahr wird dieser Wert z. T. noch überschritten, da Testphase

Jahres 1984. Die Emissionen aus Kohlekraftwerken werden sogar um 79% reduziert.

Durch die DeNO_x-Anlagen bei Trockenfeuerungen werden zwischen 1986 und 1995 insgesamt 120 000 t NO_x zurückgehalten, bei Schmelzfeuerungen sind es zwischen 1987 und 1995 insgesamt 106 000 t NO_x. Dabei überwiegt bis 1990 die Wirkung der Entstickungsanlagen bei Trockenfeuerungen, da diese zumeist eher in Betrieb genommen werden. Ab 1990 sind dann die Minderungen bei Schmelzfeuerungen noch größer als die bei Trockenfeuerungen, obwohl letztere mehr Strom erzeugen. Dies liegt an der höheren NO_x-Konzentration und damit der höheren NO_x-Minderung im Rauchgas der Schmelzfeuerungen.

Kosten

Die Bandbreite der Investitionen der in Baden-Württemberg geplanten DeNO_x-Anlagen pro kW_{el} installierter Nettoengpaßleistung (einschließlich Katalysator) zeigt Bild 4. Bild 5 enthält die spezifischen Kosten der baden-württembergischen DeNO_x-Anlagen pro erzeugter kWh_{el} in Abhängigkeit von der Auslastung der Kraftwerke. Dabei wurden für Katalysatoren mit hoher Ausnutzungsdauer Stand-

zeiten von 15 000 Vollastbetriebsstunden angesetzt. Bei niedrigerer Ausnutzungsdauer (mit häufigeren An- und Abfahrten) wurden die Standzeiten kontinuierlich auf 12 000 h reduziert. Ausreichende Erfahrungswerte über die Katalysatorlebensdauer liegen allerdings noch nicht vor, da die in Japan bestehenden SCR-Anlagen erst wenige Jahre alt sind. Von den Herstellern werden derzeit Standzeiten von z. B. ca. 12 000 Betriebsstunden (nicht Vollastbetriebsstunden), maximal jedoch von zwei Jahren, garantiert.

Für die Walther-Anlage der Großkraftwerk Mannheim AG zur simultanen Abscheidung von SO₂ und NO_x wurden in Bild 5 die Restkosten nach Abzug der Kosten einer Walther-Entschwefelungsanlage eingesetzt. Bei Trockenfeuerungen entstehen geringere spezifische Kosten, weil die NO_x-Konzentrationen im Rauchgas vor der DeNO_x-Anlage wesentlich geringer sind als bei Schmelzkammerfeuerungen.

Die gesamten Investitionen, die zwischen 1985 und 1990 für die Rauchgasentstickung in Kohlekraftwerken in Baden-Württemberg getätigt werden, belaufen sich auf ca. 705 – 745 Mill. DM. Kosten und Minderemissionen der Rauchgasentstickungsanlagen ergeben ein Kosten-Effektivitäts-Verhältnis von 4,9 DM pro kg nicht emittiertem NO_x bei Schmelzfeuerungen

und von 7,2 DM/kg NO_x bei Feuerungen mit trockenem Ascheabzug.

Betrachtet man bei Schmelzfeuerungen nur die SCR-Anlagen, so ergibt sich ein Verhältnis von 7,9 DM/kg NO_x. Dieser ungünstige Wert resultiert aus der geringen Auslastung dieser Anlagen. Für die beiden Kraftwerksblöcke mit einer Walther-Anlage ergibt sich ein Wert von 2,9 DM/kg NO_x, dabei ist zu beachten, daß diese Kraftwerke hohe jährliche Betriebsstunden aufweisen.

Bei einer Erhöhung der Katalysatorlebensdauer um 25% würden sich die jährlichen Gesamtkosten der SCR-Anlagen um 7,5% vermindern, bei einer um 25% verringerten Lebensdauer würden die Kosten im Mittel um 12,5% anwachsen.

Stromkosten

Legt man die jährlichen Gesamtkosten aller Stickoxidminderungsmaßnahmen (also die Annuitäten der Investitionen und die Betriebskosten) auf den jährlich in Kohlekraftwerken erzeugten Strom um, so ergeben sich für den Kohlestrom Mehrkosten, die in der ersten Hälfte der neunziger Jahre auf etwa 1,3 Pf/kWh_{el} ansteigen.

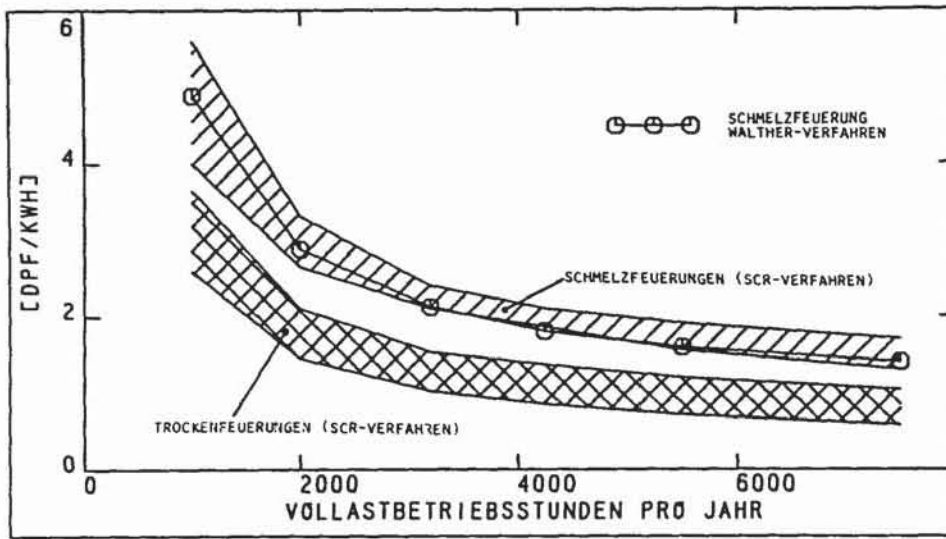


Bild 5. Spezifische Emissionsminderungskosten (Pf/kWh_{el}) der DeNO_x-Anlagen öffentlicher Kraftwerke in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von den jährlichen Vollastbetriebsstunden

Von der Arbeitsgruppe „Energiebedarf – Umwelt – Kraftwerksbetrieb“ [1] wurden die entsprechenden Kosten der Reduzierung von SO₂-Emissionen zu 2 bis 2,4 Pf/kWh_{el} ermittelt, so daß durchschnittliche Gesamtkosten der SO₂- und NO_x-Minderung von ca. 3,3 – 3,7 Pf/kWh_{el} entstehen. Zu beachten ist, daß diese Angaben Mittelwerte darstellen; die tatsächlichen spezifischen Mehrkosten können bei den verschiedenen EVU stark unterschiedlich sein.

Bezieht man die jährlichen Gesamtkosten der Stickoxidminderungsmaßnahmen auf den insgesamt in Baden-Württemberg erzeugten Strom, so ergeben sich als rechnerisch ermittelte durchschnittliche Mehrkosten nach Realisierung des Entstickungskonzepts etwa 0,4 Pf/kWh_{el}. Dieser Wert wird maßgeblich durch den hohen Anteil der Stromerzeugung in Kernkraftwerken in den neunziger Jahren bestimmt. Er darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, daß bei Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die – wie z. B. die Großkraftwerk Mannheim AG – ihren Strom überwiegend aus deutscher Steinkohle erzeugen, die Mehrkosten für die Stickoxidminderungsmaßnahmen in voller Höhe auf die Strompreise durchschlagen. Zu den Mehrkosten für die Stickoxidminderung kommen dann noch die Kosten für die SO₂-Reduktion von durchschnittlich 0,7 Pf/kWh hinzu, so daß sich rein rechnerisch für den gesamten in Baden-Württemberg erzeugten Strom mittelfristig durchschnittliche Mehrkosten von ca. 1,1 Pf/kWh_{el} ergeben.

Eine zusammenfassende Darstellung der über den Betrachtungszeitraum aufsummierten Kosten und Emissionsminderungen der einzelnen Maßnahmengruppen zeigt Bild 6. Ausgehend von den Emissionen im Referenzfall sind zum einen die Reduzierung der kumulierten NO_x-Emissionen von 1986 bis 1995 und zum anderen die dadurch von 1986 bis 1995 entstehen-

den Mehrkosten dargestellt, wenn die sechs Maßnahmengruppen

- Primärmaßnahmen bei Trockenfeuerungen,
- Primärmaßnahmen bei Schmelzfeuerungen,
- Sekundärmaßnahmen bei Schmelzfeuerungen/Walther,
- Sekundärmaßnahmen bei Trockenfeuerungen mit hoher Auslastung (Ausnutzungsdauer > 4 500 h/a),
- Sekundärmaßnahmen bei Schmelzfeuerung/SCR,
- Sekundärmaßnahmen bei Trockenfeuerungen mit mittlerer Auslastung (Ausnutzungsdauer ca. 3 000 h/a)

sukzessive durchgeführt werden.

Es zeigt sich, daß Sekundärmaßnahmen bei Trockenfeuerungen mit mittlerer und niedriger Auslastung ein besonders un-

günstiges Kosten-Effektivitäts-Verhältnis aufweisen. Insgesamt werden bis 1995 durch die angesprochenen Maßnahmen 290 000 t NO_x weniger emittiert als im Referenzfall.

Öffentliche Kraftwerke verursachen nur etwa 20% der insgesamt in Baden-Württemberg auftretenden NO_x-Emissionen. Die geplante Reduzierung der Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken um 73% bedeutet daher nur eine Reduzierung der Gesamtemissionen um ca. 15%.

Dies zeigt, daß auch in den anderen Sektoren Anstrengungen zur NO_x-Minderung erfolgen müssen, wenn größere Reduzierungen der Gesamtemissionen erreicht werden sollen. Ansätze hierzu sind vorhanden: Im Bereich „Verkehr“ ist der Einsatz von Katalysatoren geplant, im Bereich „Industriefeuerungen“ ist derzeit eine weitere Arbeitsgruppe im Auftrag des Ministerpräsidenten von Baden-Württemberg damit beschäftigt, Empfehlungen zur Minderung von SO₂- und NO_x-Minderungen für Industriefeuerungen auszuarbeiten.

Ein erheblicher Anteil der NO_x-Immissionen ist durch Emissionen außerhalb des Landes verursacht. Emissionsminderungen in Baden-Württemberg können also nur dann zu nachhaltigen Minderungen der Immissionsbelastung und der Schadstoffdeposition im Land führen, wenn in den Nachbarländern vergleichbare Anstrengungen zur Minderung des NO_x-Ausstoßes unternommen werden.

Literaturhinweise

- [1] Staatsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.). Bericht der Arbeitsgruppe „Energiebedarf – Umwelt – Kraftwerksbetrieb“, Stuttgart 1983
- [2] R. Friedrich, A. Voß, E. Ruff. Fünf Vorschläge für reinere Luft. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8, 1984, Seite 597
- [3] Staatsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.). Bericht der Kommission „Minderung von Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken in Baden-Württemberg“, Stuttgart 1984.

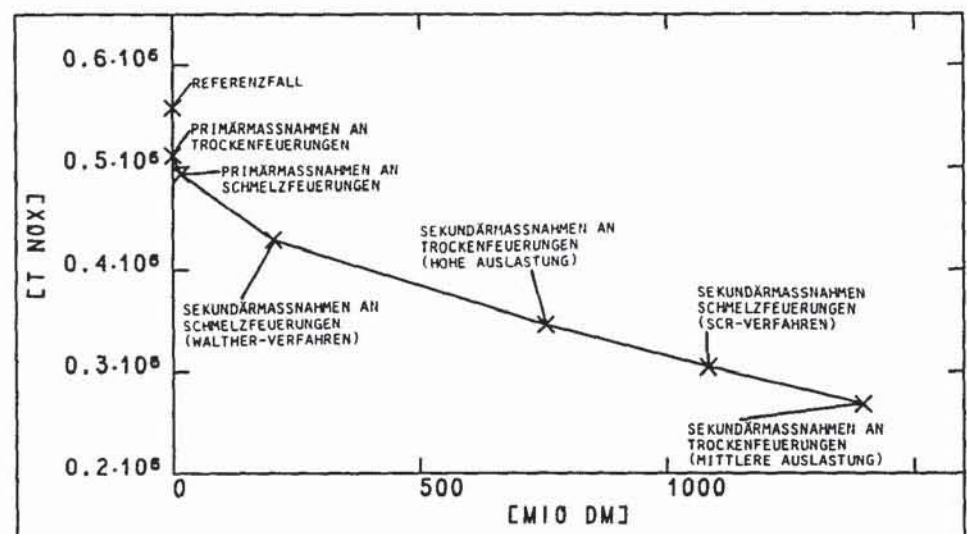


Bild 6. Kumulierte Kosten und kumulierte Emissionen bei sukzessiver Durchführung der geplanten Primär- und Sekundärmaßnahmen zur NO_x-Minderung für den Zeitraum 1986 bis 1995