

# **Ganzheitliche Bilanzierung der Energiebereitstellung für die Aluminiumherstellung**

Von der Fakultät für Maschinenwesen der  
Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen  
zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Ingenieurwissenschaften genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Matthias Dienhart

aus

Lüdenscheid

Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. K. Kugeler  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Wagner

Tag der mündlichen Prüfung: 11. Juni 2003

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Hochschulbibliothek online verfügbar.



## Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Angestellter am Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik (LRST) der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen im Rahmen der Projektarbeiten für den Sonderforschungsbereich (SFB) 525 „Ressourcenorientierte Gesamtbetrachtung von Stoffströmen metallischer Rohstoffe“. Für die finanzielle Unterstützung der umfangreichen Projektarbeiten danke ich der Deutschen Forschungsgesellschaft (DFG).

Ich danke Herrn Prof. Dr.-Ing K. Kugeler für die Möglichkeit, diese Arbeit am LRST anfertigen zu dürfen, für seine wohlwollend kritische Unterstützung, seinen mir gewährten Freiraum und die stets vertrauensvolle Zusammenarbeit.

Bei Herrn Prof. Dr.-Ing. H.-J. Wagner bedanke ich mich für die Übernahme des Korreferates und die konstruktiven Diskussionen, die zum Gelingen der vorliegenden Arbeit beigetragen haben.

Herrn Prof. Dr.-Ing. E. A. El-Magd gilt mein besonderer Dank für die Übernahme des Vorsitzes der Promotionskommission.

Dem Oberingenieur, Herrn Dr.-Ing. Zeynel Alkan, danke ich für sein großes Engagement, die umfangreichen fachlichen Diskussionen und die vertrauensvolle Unterstützung meiner Arbeit.

Ausdrücklich bedanke ich mich bei meinen damaligen Kolleginnen und Kollegen am LRST, den studentischen Hilfskräften und den Studien- und Diplomarbeiterinnen, die tatkräftig meine Arbeiten unterstützt haben. Insgesamt haben alle genannten zu einem außergewöhnlichen freundschaftlichen und konstruktiven Arbeitsklima über das Normale hinaus beigetragen. Gerade hierdurch wird mir meine Zeit am LRST in dankbarer und wertvoller Erinnerung bleiben.

Darüber hinaus danke ich den zahlreichen und nachhaltigen Anregungen der Do-Ko-Runde für meine Arbeit.

Mein besonderer Dank gilt meinen ehemalige Kollegen, Dr.-Ing. Sebastian Briem und Dr.-Ing. Rainer Quinkertz für die mehrjährige äußerst freundschaftliche, fruchtbare und zuverlässige Zusammenarbeit in dem gemeinsamen Projekt und die wertvollen Anregungen für meine Arbeit.

Abschließend danke ich allen ungenannt unterstützend wirkenden Freunden und meiner Familie für die aufgebrachte Geduld und Vertrauen.

Berlin, Dezember 2003

Matthias Dienhart



---

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Einführung	1
1.2	Motivation und Zielsetzung	2
<b>2</b>	<b>Übersicht über die Primäraluminiumherstellung</b>	<b>5</b>
2.1	Der Aluminiumherstellungsprozess	5
2.2	Entwicklung der globalen Aluminiumwirtschaft	7
2.3	Globale Verteilung der Aluminiumwirtschaft	8
2.4	Bedeutung der Energiebereitstellung für die Primäraluminiumherstellung	9
2.5	Ökonomische Relevanz der Energiebereitstellung	11
2.6	Zukünftige Entwicklungstendenzen in der Aluminiumwirtschaft	12
<b>3</b>	<b>Darstellung des Energiemodells</b>	<b>15</b>
3.1	Aufgaben- und Anforderungsprofil des Energiemodells	15
3.2	Methodische Vorgehensweise	16
3.2.1	Bilanzraum	18
3.2.2	Festlegung der Prozesse	19
3.2.3	Sachbilanz	20
3.2.4	Auswertung	21
3.3	Datenbasis	22
3.4	Die Bilanzierungssoftware GaBi	23
3.5	Teilmodelle des Energiemodells	26
3.5.1	Bilanzierung der Landesverbundmixe	27
3.5.2	Bilanzierung von Einzelkraftwerken	28
3.5.3	Bilanzierung der Brennstoffbereitstellung	30
3.5.4	Bilanzierung der Dampfbereitstellung	32

---

<b>4</b>	<b>Bewertungsgrößen</b>	<b>33</b>
4.1	Ressourcenorientierte Bewertungsgrößen	34
4.2	Ökologische Bewertungsgrößen	36
4.3	Ökonomische Bewertungsgrößen	38
4.4	Soziale Bewertungsgrößen	40
<b>5</b>	<b>Allokation der Strombereitstellung</b>	<b>41</b>
5.1	Anforderungen an das Allokationsverfahren	41
5.2	Methodische Vorgehensweisen	43
5.2.1	Transnationale Verbundmixe	43
5.2.2	Landesverbundmixe	44
5.2.3	Landesgrundlastmix	45
5.2.4	Regionaler Grundlastmix	46
5.2.5	Vertragsmix	46
5.2.6	Marginaler Strommix	47
5.3	Diskussion der Allokationsverfahren	47
5.4	Beispiel der Allokation der Strombereitstellung	48
<b>6</b>	<b>Treibhausgasfreisetzungen der Wasserkraftnutzung</b>	<b>51</b>
6.1	Freisetzungspfade der Treibhausgase	51
6.2	Einflussfaktoren der Treibhausgasfreisetzung	53
6.3	Modell der Treibhausemissionen	54
6.4	Ergebnisse	55
<b>7</b>	<b>Anwendung des Energiemodells auf die Aluminiumherstellung</b>	<b>57</b>
7.1	Strombedingte Minderungspotenziale der Primäraluminiumherstellung	58
7.1.1	Bisherige Entwicklung der Elektrolyse und Kraftwerksprozesse	59
7.1.2	Annahmen und Randbedingungen	62
7.1.3	Ist-Zustand 1997	63
7.1.4	Technisches Modernisierungspotenzial bis 2010	64
7.1.5	Ergebnisse	65
7.1.6	Fazit	68

---

7.2	Technisches Modernisierungspotenzial der Leichtverpackungsherstellung bis 2010 .....	69
7.2.1	Annahmen und Randbedingungen des Szenarios .....	70
7.2.2	Basisjahr 1997 .....	71
7.2.3	Referenzfall 2010.....	71
7.2.4	Neueste Technik NT .....	72
7.2.5	Ergebnisse.....	73
7.2.6	Fazit.....	78
7.3	Aluminiumeinsatz im Verkehrsbereich in Deutschland von 1997 bis 2040 .....	79
7.3.1	Randbedingungen und allgemeine Vorgehensweisen ...	79
7.3.2	Berechnung des Basisjahres 1997 .....	80
7.3.3	Berechnung der Entwicklung bis 2040 .....	82
7.3.4	Ergebnisse.....	88
7.3.5	Zusammenfassende Diskussion der Ergebnisse.....	96
7.4	Ausbau der Primäraluminiumherstellung in Surinam .....	98
7.4.1	Die Ausgangslage in Surinam .....	98
7.4.2	Optionen für die Versorgung einer Aluminiumhütte mit elektrischer Energie .....	100
7.4.3	Betriebliche Aspekte bei der Auswahl des Stromerzeugungssystems .....	101
7.4.4	Umwelteffekte .....	102
7.4.5	Ökonomische Aspekte der Aluminiumherstellung in Surinam .....	103
7.4.6	Fazit.....	107
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>109</b>
<b>9</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>113</b>
9.1	Abbildungen .....	113
9.2	Tabellen .....	116
9.3	Detaillierte Randbedingungen des Szenario '2040' .....	121
<b>10</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>127</b>





# Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1 Vereinfachte Prozesskette der Aluminiumherstellung mit den Bandbreiten der erforderlichen Endenergieeinsätze	6
Abb. 2.2 Entwicklung der weltweiten primären und sekundären Aluminiumproduktion /51-54/	8
Abb. 2.3 Weltweite Bauxit-, Tonerde-, primäre und sekundäre Aluminiumproduktion und Gesamtaluminiumverbrauch sowie deren prozentuale Verteilung auf die bedeutendsten Staaten 1998 /54/	9
Abb. 2.4 Entwicklung der Preise für Primäraluminium und seiner Vorstoffe und dem derzeitigen geschätzten Energiepreisanteil /45/	11
Abb. 2.5 Ausgestaltung eines preisvariablen Strombezugs in Abhängigkeit des Aluminiumpreises	13
Abb. 3.1 Darstellung der Vorgehensweise einer Prozesskettenanalyse	17
Abb. 3.2 Schematische Darstellung des Bilanzraumes des Energiemodells	18
Abb. 3.3 Maßstäbliche Darstellung der Bandbreiten der Endenergieeinsätze bei der Primäraluminiumherstellung, der hierzu erforderlichen Primärenergien und den aus der Umwandlung resultierenden Treibhausgasemissionen der Energiebereitstellung	19
Abb. 3.4 Ablaufdiagramm der Datenverarbeitung in GaBi	23
Abb. 3.5 Ausschnitt der in GaBi realisierten Datenbank zur Energiebereitstellung (Vordergrund) und einem realisierten Plan der Bilanzierung der Primäraluminiumherstellung inkl. der Energiebereitstellung	24
Abb. 3.6 Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkssysteme in Abhängigkeit der oberen Prozesstemperatur und der qualitativen Einteilung in die Technikkategorisierung	25
Abb. 3.7 Mögliche Bilanzgrenzen bei der Bilanzierung der Strombereitstellung einer Aluminiumhütte	27
Abb. 3.8 Modellstruktur der Strombereitstellung durch einen Landesverbundmix, bestehend aus der Bilanzierung des Kraftwerksparcs und der Brennstoffbereitstellung	28
Abb. 3.9 Modellstruktur der Strombereitstellung aus einem einzelnen Kraftwerk	29
Abb. 3.10 Beispielhafte Prozesskette der Steinkohlebereitung	31
Abb. 4.1 Verknüpfungen der verschiedenen Bewertungskategorien eines Prozesses bzw. der eingesetzten Prozesstechnik unter der Berücksichtigung äußerer Einflussfaktoren	33

---

Abb. 5.1	Qualitativer Lastverlauf eines elektrischen Verbundnetzes eines Tages im Vergleich zu einer Aluminiumelektrolyse. . . . .	45
Abb. 5.2	Strombedingter spezifischer Primärenergieaufwand und Treibhausgasemissionen verschiedener Bilanzierungsverfahren der Strombereitstellung der Primäraluminiumelektrolysen in Deutschland 1997. . . . .	49
Abb. 6.1	Potenzielle Freisetzungspfade von Treibhausgasen in Stauseen. . . . .	52
Abb. 6.2	Schematische Darstellung des Treibhausgasmodells der Wasserkraftnutzung. . . . .	55
Abb. 7.1	Vorgehensweise der Untersuchung des technischen Modernisierungspotenzials des Aluminiumelektrolyseprozess und der elektrischen Energiebereitstellung bis 2010 . . . . .	59
Abb. 7.2	Entwicklung des spezifischen Strombedarfs von ausgewählten Aluminiumelektrolysen in Europa /8/. . . . .	60
Abb. 7.3	Entwicklung der Nettowirkungsgrade thermischer Kraftwerke der letzten Jahrzehnte . . . . .	61
Abb. 7.4	Entwicklung des strombedingten Primärenergiebedarfs des Primäraluminiumelektrolyseprozesses mit verschiedenen Kraftwerkssystemen. . . . .	62
Abb. 7.5	Anteile der weltweit eingesetzten Energieträger für die Stromerzeugung der Primäraluminiumelektrolysen . . . . .	63
Abb. 7.6	Globaler strombedingter Primärenergieverbrauch . . . . .	65
Abb. 7.7	Spezifischer strombedingter Primärenergieverbrauch der Aluminiumelektrolysen 1997, unter Ausnutzung des technischen Optimierungspotenzials in 2010, bei der Nutzung neuester Technik (NT) sowie bei einer modernen PFPB-Elektrolyse und verschiedener moderner Kraftwerke . . . . .	66
Abb. 7.8	Strombedingte Treibhausgasemissionen der Aluminiumelektrolysen 1997 und unter Ausnutzung des technischen Optimierungspotenzials in 2010. . . . .	67
Abb. 7.9	Vorgehensweise bei dem Szenario zur Identifikation des technischen Modernisierungspotenzials der Leichtverpackungsherstellung bis 2010 . . . . .	69
Abb. 7.10	Hauptprozesskette der LVP-Herstellung nach /69/. . . . .	70
Abb. 7.12	Herkunft des a) Bauxites, b) Tonerde und des c) Aluminiums für die Verpackungsherstellung in Deutschland 1997. . . . .	72
Abb. 7.13	Primärenergieverbrauch der Leichtverpackungsherstellung in Deutschland; Gesamtprozess sowie die einzelnen Prozessschritte . . . . .	74
Abb. 7.14	Gegenüberstellung der Verbesserungen der einzelnen Prozessschritte und deren Anteil an der Verbesserung des Gesamtprozess a) Szenario 2010 und b) Szenario theoretische Potenzial (NT) der Leichtverpackungsherstellung in Deutschland, inklusive der Energiebereitstellung. . . . .	75
Abb. 7.15	Anteile der gesamten Primärenergieeinsparungen für die Szenarien 2010 und NT, unterteilt in Bereiche der Metallherstellung, der Energiebereitstellung und der Prozesstechnik . . . . .	76

---

Abb. 7.16 Spezifische Treibhausgasemissionen in den wichtigsten Prozessen der Primäraluminiumherstellung inklusive der Energiebereitstellung 1997 und in den Szenarien 2010 und NT	77
Abb. 7.17 Schematische Darstellung des betrachteten Bilanzraumes zur energetischen Bilanzierung	80
Abb. 7.18 Struktur des Primäraluminiumaufkommens in Deutschland 1997 /54, 80/ eigene Berechnungen/	81
Abb. 7.19 Darstellung des deutschen Vertragsmixes 1997	82
Abb. 7.20 Flussablaufdiagramm der Vorgehensweise zur Bestimmung des Primäraluminiumaufkommens in Deutschland in 2040.	85
Abb. 7.21 Bezugsstruktur des Primäraluminiumaufkommens in Deutschland a) 1997, b) 2040 und c) AIV	91
Abb. 7.22 Energieträgermix des Primäraluminiumaufkommens in Deutschland a) 1997 b) 2040 c) AIV A d) AIV B	92
Abb. 7.23 Entwicklung des a) spezifischen strombedingten Primärenergieverbrauchs und des b) absoluten strombedingten Primärenergieverbrauchs der Elektrolysen des deutschen Primäraluminiumaufkommens von 1997 bis 2040 unterteilt nach Primärenergieträgern	93
Abb. 7.24 Entwicklung der strombedingten Treibhausgasemissionen der Elektrolysen des deutschen Primäraluminiumaufkommens von 1997 bis 2040: a) spezifisch, unterteilt in die Treibhausgase b) absolut, unterteilt in die Treibhausgase und ursächlichen Energieträger	95
Abb. 7.25 Karte Surinams mit Bauxitvorkommen und bekannten Wasserkraftpotenzialen /43/	99
Abb. 7.27 Spezifische Luftemissionen eines Steinkohlekraftwerks, Erdgas-GuD Kraftwerks und einer Wasserkraftanlage inklusive der Brennstoffbereitstellung	103
Abb. 7.28 Bilanzgrenze der Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung des vorgelagerten Brennstofftransports und des nachgelagerten Stromtransports	105
Abb. 7.29 Sensitivitätsanalyse der Stromkosten der Primäraluminiumherstellung in Surinam als Funktion der Brennstoff- und Stromtransportentfernung	106
Abb. 9.1 Prozesskette der Erdgasbereitstellung	113
Abb. 9.2 Prozesskette der Dieselpreparierung	113
Abb. 9.3 Prozesskette der Braunkohlebereitung	113
Abb. 9.4 Prozesskette der Brennelementbereitung	114

Abb. 9.5 Investitionskosten eines

a) Steinkohlekraftwerks in Abhängigkeit der Brennstoffkosten und zulässigen Stromgestehungskosten,

b) Erdgas-GuD Kraftwerks in Abhängigkeit der Brennstoffkosten und zulässigen Stromgestehungskosten und

c) Wasserkraftwerks in Abhängigkeit der Volllaststundenzahl und zulässigen Stromgestehungskosten unter den derzeitigen Bedingungen in

Surinam /1/ ..... 115

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1	Übersicht der Länder mit einem hohen Anteil des Stromverbrauchs durch die Primäraluminiumherstellung am gesamten Landesstromverbrauch 1997 /32, 34, 54, 66/	10
Tabelle 3.1	Variable Parameter der Prozessketten der Brennstoffbereitstellung	31
Tabelle 3.2	Übersicht der energetischen Wirkungsgrade der Dampfbereitstellung in dem Energiemodell.	32
Tabelle 4.1	Treibhausgaspotenziale im Bezug auf Kohlendioxid mit einem Zeithorizont von 100 Jahren /42/	37
Tabelle 5.1	Primäraluminiumproduzierende Staaten mit einer monostrukturierten Stromerzeugung in der Reihenfolge ihrer Abhängigkeit 1997 /33, 36/	43
Tabelle 5.2	Qualitative Gegenüberstellung möglicher Bilanzierungsmethoden der Strombereitstellung von Aluminiumelektrolysen	47
Tabelle 5.3	Energieträgerstruktur verschiedener Bilanzierungsmethoden der Strombereitstellung der Aluminiumelektrolysen in Deutschland 1997	48
Tabelle 6.1	Spezifische Treibhausgasemissionen der Wasserkraftnutzung, unterteilt in Klimaregionen	55
Tabelle 7.1	Verschiedene Elektrolysetechniken unterteilt nach Stand der Technik mit dem jeweiligen spezifischen Strombedarf in MWh/tAl /72/	64
Tabelle 7.2	Elektrische Nettowirkungsgrade fossiler Kraftwerke neuester Technik (NT)	73
Tabelle 7.3	Erwartete Entwicklung des Aluminiumverbrauchs, der heimischen Produktion, des Imports und des Einsatzes im KFZ-Sektor von 1997 bis 2040 in kt /54, 68, 82/	81
Tabelle 7.4	Kennwerte des Energie- und Leistungsbedarfs der Primäraluminiumbereitstellung für Deutschland 1997, 2040 und AIV	88
Tabelle 7.5	In den jeweiligen Schritten bereitgestelltes Primäraluminium für Deutschland in 2040, unterteilt nach den eingesetzten Primärenergieträgern der Stromerzeugung in kt	89
Tabelle 7.6	Gegenüberstellung betrieblicher Aspekte des Kraftwerkbetriebes in Surinam	101
Tabelle 9.1	Verwendete Technikategorien zur Charakterisierung der Prozesse	116
Tabelle 9.2	Primäraluminiumexportquoten nach Deutschland der deutschen Primäraluminium-Bezugsländer 1997 und 2040 (geschätzt)	116
Tabelle 9.3	Daten der bekannten Bauxit-Lagerstätten in Surinam /43/	117
Tabelle 9.4	Optionen der Stromversorgung in Surinam /47, 73/	117
Tabelle 9.5	Kostenfaktoren der Stromerzeugung von einem StK-KW, Erdgas-GuD und Wasserkraftwerk u.a. aus /11, 18/	118

Tabelle 9.6 Wasserkraftpotenziale in Surinam und die Entfernung bis zum Paranam-Smelter /62, 63/ .....	119
Tabelle 9.7 Verteilung des Primäraluminiumaufkommens der deutschen Bezugsländer in 2040. ....	120
Tabelle 9.8 Übersicht der bedeutendsten Kohleförderländer 1998 /5, 2, 94/ .....	122
Tabelle 9.9 Übersicht der Staaten mit Stromerzeugung aus Wasserkraft und deren wirtschaftliches, technisches und theoretisches Potenzial /6, 33, 74/ .....	124
Tabelle 9.10 Potenziell geeignete Länder für den Ausbau an Wasserkraftanlagen, für den Ausbau der Primäraluminiumerzeugung nach 2010, geordnet nach Kontinenten .....	125

# Variablendefinition und Abkürzungen

Größe	Benennung	Einheit
$\bar{a}$	Kapitalfaktor	%/a
$A$	geflutete Fläche	km <sup>2</sup>
$b$	Abbrand nuklearer Brennstoffe	MWd/kg
$c_{CH4}$	Methan-Konzentration von Wasser	mg/l
$d$	entfernungsabhängiger Transportverlust	%/km
$\delta_{fix}$	fixer Transportverlust	%
$e$	massenspezifischer Stromverbrauch	MWh/t
$E_{Aufwand}$	energetischer Aufwand	MJ
$E_{Nutz}$	Nutzenergie	MJ
$g$	Erdbeschleunigung	m/s <sup>2</sup>
$gf$	Gleichzeitigkeitsfaktor	-
$\eta$	Wirkungsgrad	-
$\Delta h$	Höhendifferenz	m
$H_u$	unterer Heizwert	kJ/kg
$K$	Kosten	€
$k$	spez. Investitionskosten	€/kW
$k_{Br}$	spez. Brennstoffkosten	€/kg
$k_{pers}$	durchschn. Kostensatz für Bedienungspersonal	€/a
$k_{Binnen}$	spez. Binnentransportkosten	€/tkm
$k_{Gew}$	spez. Gewinnungskosten	€/t
$k_T$	Transportkosten	€/tkm
$k_{See}$	spez. Seetransportkosten	€/tkm
$k_{Ums}$	spez. Umschlagkosten	€/t
$L$	Transportentfernung	km
$L_{Binnen}$	Binnentransportentfernung	km
$L_{See}$	Seetransportentfernung	km
$\dot{m}$	Massenstrom	t/a
$m_B$	Brennstoffmasse	kg

<b>Größe</b>	<b>Benennung</b>	<b>Einheit</b>
$m_{Bio}$	flächenspezifische Masse gefluteter Biomasse	t/km <sup>2</sup>
$n_{Pers}$	Anzahl Bedienungspersonal	-
$P$	Leistung	kW, MW
$Q_{Nutz}$	Nutzwärme	J
$T$	Temperatur	K, °C
$T_V$	Volllaststundenzahl	h/a
$\dot{V}$	Volumenstrom durch die Turbinen	m <sup>3</sup> /s
$W_{el, netto}$	elektrische Nettoarbeit	kWh
$x$	spez. Energiekosten	€/kWh, €/MJ
$y_C$	Kohlenstoffgehalt der Biomasse	-
$y_Z$	Teil der Biomasse, der im Betrachtungszeitraum zer- setzt wird	-
$y_{CO_2}$	Anteil des Kohlenstoffs, der in Kohlendioxid umge- setzt wird	-
$y_{CH_4}$	Anteil des Kohlenstoffs, der in Methan umgesetzt wird	-
$y_{CH_4, T}$	Anteil des Methans, der hinter der Turbine freigesetzt wird	-
$z$	Auslastung	-



---

<b>Abkürzung</b>	<b>Erklärung</b>
AIV	Aluminium-Intensive-Vehicle
Al	Aluminium
BrK	Braunkohle
ct	Cent
CWPB	Centre Worked Prebaked
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EPR	European Pressurised Reactor
GHG	Greenhouse Gas
GuD	Gas und Dampf
GWP	Global Warming Potential
HKW	Heizkraftwerk
HSS	Horizontal Stud Söderberg
HTR	Hochtemperaturreaktor
IAI	International Aluminum Institute
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
jato	Jahrestonnen
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KKW	Kernkraftwerk
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LME	London Metal Exchange
LNG	liquified natural gas
LVP	Leichtverpackung
LWR	Leichtwasserreaktor
NORDEL	Organisation for Nordic power cooperation
OTC	Over-the-Counter
PBMR	Pebble Bed Modular Reactor
PFPB	Point Feeder Prebaked
PKA	Prozesskettenanalyse
PBMR	Pebble Bed Modular Reactor
RB	Randbedingung
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
SCR	Selective Catalytic Reaction

---

---

<b>Abkürzung</b>	<b>Erklärung</b>
StK	Steinkohle
SWPB	Side Worked Prebaked
TP	Teilprojekt
UCTE	Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie
UBA	Umweltbundesamt
UTA	Uran Trennarbeit
VSS	Vertical Stud Söderberg
WKW	Wasserkraftwerk

---

---

<b>Ländercode</b>	<b>Land</b>
Ar	Argentinien
Au	Australien
Be	Belgien
Br	Brasilien
Ca	Kanada
De	Deutschland
Gh	Ghana
Gn	Guinea
Gy	Guyana
Ir	Irland
Is	Island
It	Italien
Ja	Jamaica
Lu	Luxemburg
Mo	Mozambique
Ne	Niederlande
No	Norwegen
Ru	Russland
SA	Südafrika
Su	Surinam
UK	Großbritannien
US	USA
Ve	Venezuela

---

# 1 Einleitung

## 1.1 Einführung

Bei der Herstellung von Metallen im allgemeinen und der Primäraluminiumherstellung im besonderen werden große Stoff- und Energieströme verursacht. Dies liegt u.a. in der hohen Stromintensität der primären Aluminiumherstellung begründet. Je nach verwendetem Primärenergieträger, eingesetzter Energieumwandlungstechnik und der erzielbaren Umwandlungseffizienz verursacht der Energieeinsatz der Aluminiumherstellung in Art und Menge unterschiedliche Ressourceninanspruchnahmen. Dies umfasst sowohl Emissionen in Luft, Boden und Wasser als auch die Inanspruchnahme von Primärenergieträgern und nichtenergetischer Ressourcen.

Mit einer derzeitigen weltweiten Primäraluminiumproduktion von rund 23 Millionen Tonnen und einer weiter wachsenden Nachfrage haben die hierdurch verursachten Effekte auf die Wirtschaft, Umwelt aber auch die Gesellschaft eine globale Bedeutung erlangt. In den letzten Jahren rücken verstärkt Aspekte der Gesundheitsgefährdung, der Klimaveränderung, der Umweltbelastung und der Inanspruchnahme begrenzter Ressourcen in den Mittelpunkt des öffentlichen Interesses. Das erwartete zukünftige Wachstum der Aluminiumwirtschaft und deren Ressourcenbeanspruchung wird zunehmend unter dem Blickwinkel der nachhaltigen Entwicklung bewertet, um eine größtmögliche Wertschöpfung bei minimalen nachteiligen Auswirkungen zu erzielen. Die auftretenden gegenläufigen Effekte im Ressourcenverzehr menschlichen Handelns führen zu Zielkonflikten. Dies erfordert umfassende Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden, um den Ressourcenverzehr bei geringst möglichen Auswirkungen zu steuern.

Hierzu hat die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) den Sonderforschungsbereich (SFB) 'Ressourcenorientierte Gesamtbetrachtung von Stoffströmen metallischer Rohstoffe' an der RWTH Aachen eingerichtet. Das Ziel des in sieben Teilprojekte eingeteilte SFB ist die Entwicklung von Methoden, um langfristige Handlungsoptionen für eine ressourcenschonende Bereitstellung und Verarbeitung metallischer Werkstoffe aufzuzeigen.

Dies erfolgt in dem Spannungsfeld technischer Entwicklung sowie ökonomischer, ökologischer und sozialer Zielsetzungen. Die Ergebnisse liefern wichtige Beiträge für eine nachhaltige Entwicklung in der Metall- und Energiewirtschaft und dienen der Industrie, der Wissenschaft, der Politik als auch der Gesellschaft.

## 1.2 Motivation und Zielsetzung

Die große Ressourceninanspruchnahme der Metallherstellung und insbesondere der hohe Primärenergieverbrauch der Primäraluminiumherstellung induziert sowohl entsprechende Stoffströme in die Umwelt als auch Entnahmen. Die zahlreichen einsetzbaren Energieumwandlungstechnologien in Verbindung mit den Prozessen der Metallherstellung zeigen global betrachtet eine Fülle potenzieller Varianten. Je nach eingesetzter Technik werden verschiedenste Ressourcen, wie z.B. die Umwelt oder Kapital, in Anspruch genommen. Die Erfassung und Bewertung der vielfältigen energetisch induzierten Effekte der Metallherstellung erfordert ein entsprechendes Instrumentarium.

Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung eines Energiemodells für die Bilanzierung von Energieversorgungsstrukturen der Metallherstellung unter der Berücksichtigung verschiedener Methoden. Das Ziel dieses Energiemodells ist die Identifikation von Schwachstellen, das Aufzeigen von Verbesserungspotenzialen und die Analyse möglicher zukünftiger Energieversorgungsstrukturen der Metallherstellung. Hierauf basierende Bewertungen hinsichtlich technischer, wirtschaftlicher und umweltlicher Wirkungen erlauben die Entscheidungsunterstützung insbesondere zum Aufzeigen von Entwicklungsalternativen, z.B. der optimalen Standortwahl. Die erforderlichen Entwicklungsarbeiten werden am Beispiel der Aluminiumherstellung evaluiert.

Zunächst wird in dieser Arbeit eine Übersicht der globalen Aluminiumwirtschaft gegeben. Dies umfasst neben der Vorstellung des Prozesses der Aluminiumherstellung und deren Energiebedarf auch die bisherige und zukünftige Entwicklung der Aluminiumherstellung. Hierbei wird auch die Bedeutung der Energiebereitstellung auf die globale Herstellung von Aluminium herausgestellt.

In einem weiteren Kapitel wird das Anforderungsprofil an das Energiemodell und die methodische Vorgehensweise der Bilanzierung erläutert. Außerdem werden die zu Grunde gelegte Datenbasis, das genutzte Modellwerkzeug und die bilanzierten Energieversorgungsstrukturen erläutert.

Zur Beurteilung der aus dem Energiemodell gewonnenen Ergebnisse werden die relevanten Bewertungsgrößen vorgestellt.

Einen zentralen Punkt dieser Arbeit bildet die Untersuchung der sachgerechten Zuordnung des Strombereitstellungssystems der Primäraluminiumherstellung, da dies ein bedeutsamer Einflussfaktor ist. Die Problematik der Allokation der Strombereitstellung der Primäraluminiumherstellung wird ausführlich vorgestellt, ver-

schiedene Bilanzierungsmethoden aufgezeigt und die Unterschiede dargestellt.

Unter dem Blickwinkel freigesetzter Treibhausgasemissionen bildet die Bilanzierung der von der Primäraluminiumherstellung häufig in Anspruch genommenen Wasserkraft einen weiteren Gesichtspunkt. Die Mechanismen der Treibhausgasfreisetzung von Wasserkraftanlagen wird erläutert und ein Modell zur Berechnung der Methan- und Kohlendioxidfreisetzung vorgestellt.

Die praktische Anwendbarkeit des Energiemodells wird an verschiedenen Beispielen validiert. Hierzu werden Szenarien zukünftiger Entwicklungspfade der Aluminiumwirtschaft unter energetischen Gesichtspunkten durchgeführt und dokumentiert. Zusätzlich wird in einer Standortuntersuchung die zukünftige Entwicklungschance der Primäraluminiumherstellung in Surinam unter dem Blickwinkel der Energieversorgung analysiert. Die Ergebnisse werden dargestellt, im Zusammenhang interpretiert und kritisch hinsichtlich ihrer Aussagekraft reflektiert.

Auf dieser Basis wird das beschriebene Instrumentarium zur energetischen Optimierung der Metallherstellung kritisch bewertet und Möglichkeiten der Weiterentwicklung aufgezeigt.



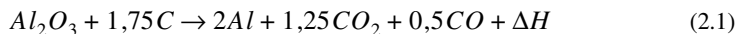
## 2 Übersicht über die Primäraluminiumherstellung

### 2.1 Der Aluminiumherstellungsprozess

Unter Vernachlässigung der verknüpfenden Transportprozesse gliedert sich der Prozess der Primäraluminiumherstellung in die Bauxitgewinnung, Tonerdeherstellung, Primäraluminiumelektrolyse, Legierungs- und Halbzeugherstellung (s. Abb. 2.1).

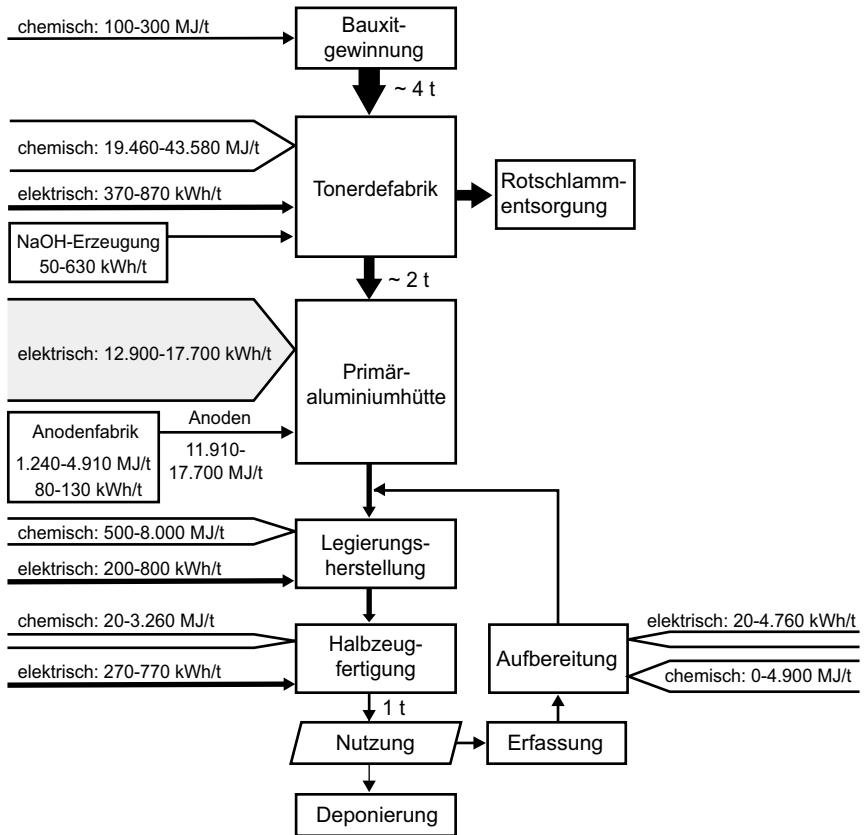
Die übertägig durchgeführte Bauxitgewinnung erfolgt zumeist mit dieselbetriebenen Gewinnungs- und Transportgeräten. Der hierzu erforderliche Energieeinsatz in Form von Diesel<sup>1</sup> beträgt zwischen 100 und 300 MJ/t<sub>Al</sub>. Die je Tonne Aluminium benötigten gut 4 Tonnen Bauxit werden anschließend in der Tonerdefabrik mit Hilfe von Natronlauge (NaOH) unter Druck und Wärmezufuhr aufgeschlossen (Bayer-Prozess). Das hieraus entstehende Aluminiumhydroxid Al(OH)<sub>3</sub> wird in der nachgeschalteten Kalzination in Tonerde (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) überführt. Der elektrische Energiebedarf (inkl. der NaOH-Erzeugung) liegt hierbei zwischen 420 und 1.500 kWh<sub>el</sub>/t<sub>Al</sub>. Der chemische Energiebedarf (meist Erdgas bzw. Öl) für die Dampferzeugung des Aufschlusses und der Feuerung des Kalzinationsofens liegt zwischen 19.460 und 43.580 MJ/t<sub>Al</sub>. Diese Schwankungsbreiten werden durch die mineralogische Zusammensetzung und verwendete Prozesstechnik verursacht. Der heute noch übliche Autoklavenaufschluss weist hierbei den deutlich höheren Energiebedarf gegenüber dem modernen Rohrreaktor auf. Der Entsorgungsprozess des Rotschlammes, welcher bei dem Bayer-Prozess anfällt, wird hier vernachlässigt.

In der Primäraluminiumhütte wird die Tonerde in einer Schmelzflusselektrolyse zu metallischem Aluminium reduziert. Die charakteristische Gleichung dieser Reaktion lautet:



---

<sup>1</sup> Häufig werden für Transportprozesse innerhalb der Mine elektrisch betriebene Förderbänder eingesetzt, aber auf Grund zumeist fehlender elektrischer Netzanbindung erfolgt die erforderliche elektrische Energieerzeugung mit Dieselsegeneratoren.



**Abb. 2.1** Vereinfachte Prozesskette der Aluminiumherstellung mit den Bandbreiten der erforderlichen Endenergieeinsätze

Der für die Reduktion erforderliche Kohlenstoff wird der Elektrolyse in Form von abtrennenden Anoden zugeführt. Die Anoden bestehen aus Steinkohlenteerpech und Petrolkoks (Energieinhalt der Anoden: 11.910 bis 17.700 MJ/t<sub>Al</sub>), welche in der Anodenfabrik unter Einsatz von 1.240 - 4.910 MJ/t<sub>Al</sub> Erdgas und 80 bis 130 kWh<sub>el</sub>/t<sub>Al</sub> Strom hergestellt werden. Der für die Gleichung (2.1) erforderliche spezifische theoretische Energiebedarf des Elektrolyseprozesses beträgt etwa 5.800 kWh<sub>el</sub>/t<sub>Al</sub> /71/. Die Bandbreite heutiger großer<sup>1</sup> Elektrolysen liegt allerdings

<sup>1</sup> Jahreskapazität größer 100.000 Tonnen



je nach Alter und Elektrolysetyp zwischen 12.900 und 17.700 kWh<sub>el</sub>/t<sub>Al</sub>, wobei der Stand der Technik durch moderne PFPB<sup>1</sup>-Elektrolyse mit Stromverbräuchen zwischen 12.900 - 13.500 kWh<sub>el</sub>/t<sub>Al</sub> charakterisiert wird /66/. Die Zellspannung der Elektrolysen liegt üblicherweise zwischen 3,87 und 5,0 V bei Stromstärken von über 300 kA.

Die sich hieran anschließenden Prozesse der Legierungs- und der Halbzeugherstellung weisen jeweils nur einen geringen elektrischen Energiebedarf (<800 kWh<sub>el</sub>/t<sub>Al</sub>) und einen chemischen Energiebedarf (Erdgas) von bis zu 8.000 MJ/t<sub>Al</sub>, bzw. 3.620 MJ/t<sub>Al</sub> auf.

Die Prozesse der Sekundäraluminiumherstellung gliedern sich vereinfacht in die Schritte Erfassung, Aufbereitung und die Verhüttung, wobei die Verhüttung häufig gemeinsam mit Primäraluminium erfolgt (s. Abb. 2.1). Wegen der zahlreichen verschiedenen Aluminiumanwendungen bestehen bei der Erfassung und der Aufbereitung eine große Vielfalt an Verfahren und Prozessketten. Die sich nach der Nutzung anschließende Erfassung stellt meist nur einen Transportprozess dar und kann sehr unterschiedlich erfolgen. Die Art der Aufbereitung ergibt sich aus der Qualität der sekundären Rohstoffe, woraus sich die großen Bandbreiten des Endenergiebedarfs ergeben (die Brennstoff- und/oder elektrische Energie kann bis zu 5 GJ/t<sub>Al</sub> betragen). Ein Überblick der verschiedenen Aufbereitungsverfahren wird in /67/ gegeben.

Die verbindenden Transportprozesse, welche in Abb. 2.1 nicht dargestellt sind, erfolgen bezüglich der Transportleistung überwiegend mit Schiffen. So wird der weltweite Bauxittransport bezüglich der Transportleistung (in tkm) zu über 80% per Hochseeschiff abgewickelt. Ein anderes Bild ergibt sich bei der Betrachtung der von den Transportmitteln verbrauchten Energieträgern. Auf Grund höherer spezifischer Energieverbräuche verursacht der Bahntransport fast 40%, der Transport per LKW rund 26% des Endenergiebedarfs beim globalen Bauxittransport (s. /58/ TP6). Insgesamt ist der Energiebedarf der Transportprozesse im Vergleich zu dem gesamten Energieverbrauch der Primäraluminiumherstellung von vergleichsweise geringer Bedeutung.

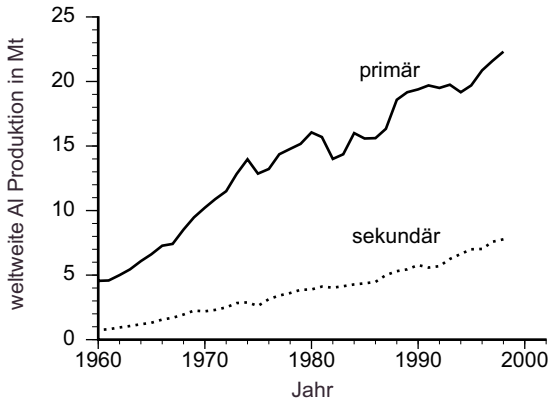
## 2.2 Entwicklung der globalen Aluminiumwirtschaft

Weltweit betrachtet ist Aluminium nach Stahl das am häufigsten verwendete Metall. Seit der Entwicklung des Hall-Héroult-Verfahrens im Jahr 1886 zur großtechnischen Erzeugung von primärem Aluminium ist seine Produktion bis heute stark angestiegen (vergl. Abb. 2.2).

Abb. 2.2 zeigt die Verfünfachung der Aluminiumproduktion in den letzten 40 Jahren, wobei der Anteil von rezykliertem Metall an der Gesamtproduktion weltweit

---

<sup>1</sup> PFPB: Point Feeder Pre-Backed; Punktdosierte Elektrolyse mit vorgebackenen Anoden



**Abb. 2.2** Entwicklung der weltweiten primären und sekundären Aluminiumproduktion /51-54/

auf 25% erhöht wurde. Auch zukünftig ist mit einem weiteren Wachstum des Aluminiumbedarfs in den verschiedenen Anwendungsgebieten zu rechnen (insbesondere im Verkehrssektor als Stahlsubstitut und im Baubereich).

### 2.3 Globale Verteilung der Aluminiumwirtschaft

Die globale Aluminiumwirtschaft ist von einer starken örtlichen Konzentration auf wenige Staaten geprägt. Die Bauxitgewinnung erfolgt an kostengünstigen übertägigen Lagerstätten mit hohen Aluminiumoxidgehalten<sup>1</sup>, während die Primäraluminiumherstellung an Standorten mit kostengünstigem Energieangebot erfolgt. Der Zwischenschritt der Tonerdeherstellung wird zumeist an den Standorten der Bauxitgewinnung, ansonsten an den Standorten der Primäraluminiumherstellung durchgeführt. Die größten Aluminiumverbraucher sind die führenden Industrienationen, in denen wegen der hohen Transportintensität bei der Erfassung auch das meiste Sekundäraluminium verarbeitet wird.

In Abb. 2.3 ist für das Jahr 1998 die weltweite Produktion von Bauxit, Tonerde, Primär- und Sekundäraluminium und der absolute Aluminiumverbrauch angegeben. Für die bedeutendsten Staaten sind deren prozentuale Anteile an den Gewinnungs-, Produktions-, bzw. Verbrauchszahlen von Bauxit, Tonerde und Aluminium dargestellt.

<sup>1</sup> Die sechs größten Förderländer weisen einen Anteil von 80% der weltweiten Gewinnung auf, vergl. Abb. 2.3.

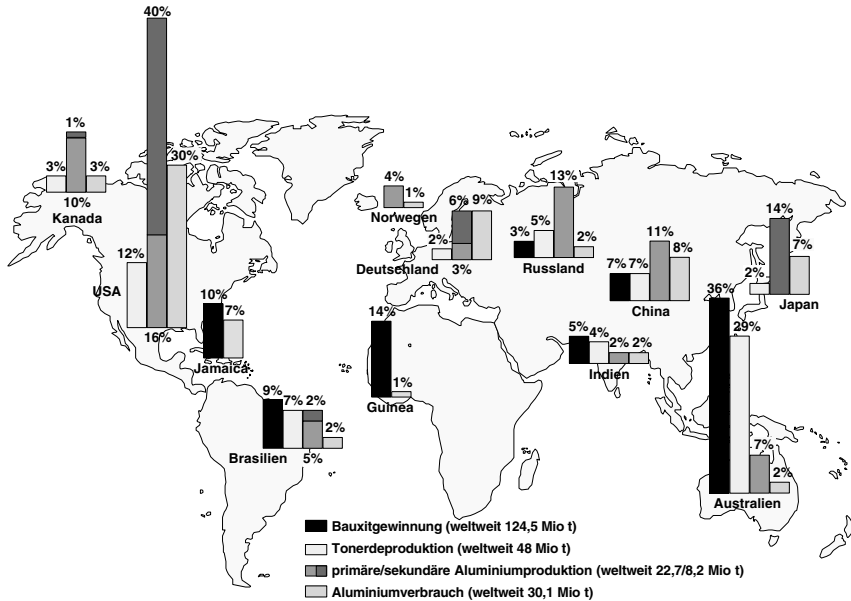


Abb. 2.3 Weltweite Bauxit-, Tonerde-, primäre und sekundäre Aluminiumproduktion und Gesamtaluminiumverbrauch sowie deren prozentuale Verteilung auf die bedeutendsten Staaten 1998 /54/

## 2.4 Bedeutung der Energiebereitstellung für die Primäraluminiumherstellung

Auf Grund des rasanten Anstiegs der weltweiten Aluminiumproduktion (s. Abb. 2.2) hat die Aluminiumherstellung unter mehreren Gesichtspunkten eine globale Dimension erlangt. Mit einer weltweiten Primäraluminiumproduktion in 1997 von 22 Mt und einem durchschnittlichen Strombedarf von rund 14,8 MWh/t<sub>Al</sub> ergibt sich ein weltweiter Stromverbrauch durch die Aluminiumelektrolysen von rund 322 TWh. Bei einem weltweiten Stromverbrauch von 12.463 TWh beträgt der Anteil der Primäraluminiumherstellung am weltweiten Stromverbrauch ca. 2,6% (s. Tabelle 2.1).

Durch die lokale Konzentration der Aluminiumwirtschaft weist der Strombedarf der Primäraluminiumherstellung in einigen Länder einen wesentlichen Anteil an dem gesamten Landesstromverbrauch auf. Hier nimmt Bahrain mit einem großen bisher wirtschaftlich nicht verwertbaren Erdgasanfall aus der Ölgewinnung mit 60% eine Sonderstellung ein. Durch das große, sonst kaum nutzbare Wasserkraft-

potenzial in Island ist auch hier die Primäraluminiumerzeugung mit einem Anteil von 39% an dem landesweiten Strombedarf von dominierender Bedeutung. Ähnlich ist die Lage in Norwegen (große Wasserkraftpotenziale), aber auch in Australien durch seine kostengünstigen Kohlevorkommen. Alle o.g. Länder mit einer hohen Primäraluminiumproduktion und geringem Aluminiumverbrauch exportieren somit ihre heimische kostengünstige elektrische Energie in Form von Primäraluminium relativ verlustfrei über weite Distanzen in die industriellen Verbrauchszentren.

**Tabelle 2.1** Übersicht der Länder mit einem hohen Anteil des Stromverbrauchs durch die Primäraluminiumherstellung am gesamten Landesstromverbrauch 1997 /32, 34, 54, 66/

	Primäraluminiumproduktion [Mt]	Strombedarf Primäraluminiumherstellung [TWh]	gesamter nationaler Netto-Stromverbrauch [TWh]	Anteil am nationalen Stromverbrauch [%]
Bahrain	0,490	6,9	11,3 <sup>a</sup>	60,2
Island	0,123	1,8	4,7	38,7
Australien	1,490	21,7	153,9	14,1
Norwegen	0,919	13,6	103,5	13,1
Kanada	2,327	32,8	475,0	6,9
Russland	2,906	47,6	713,3	6,7
Brasilien	1,189	16,9	322,7	5,3
Deutschland	0,572	8,35	482,9	1,7
<b>Weltweit</b>	<b>21,944</b>	<b>~322</b>	<b>12.463</b>	<b>2,6</b>

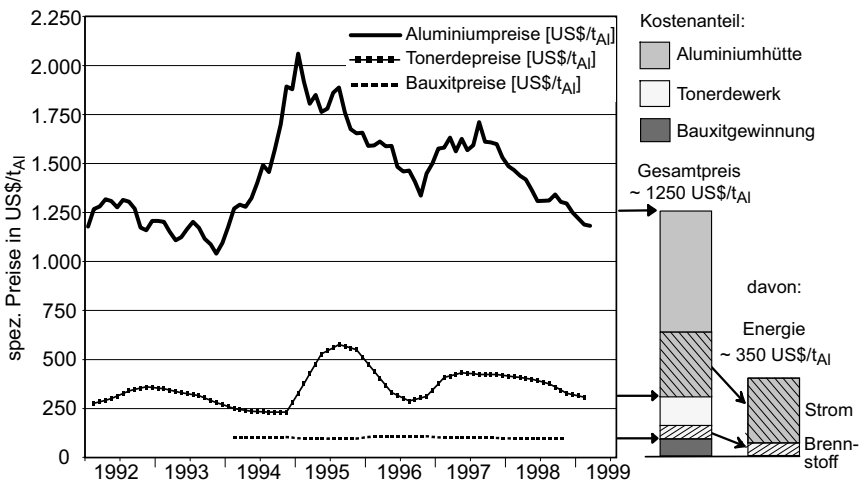
<sup>a</sup> Laut Statistik weist Bahrain nur einen Stromverbrauch von 4,4 TWh auf, weshalb hier der Strombedarf der Elektrolyse (6,9 TWh) hinzuaddiert wird.

Bei einer Primäraluminiumproduktion von rund 0,57 Mt und einem hieraus resultierenden Stromverbrauch von gut 8 TWh<sub>el</sub> werden immerhin 1,7% des deutschen Stromverbrauchs durch die Aluminiumelektrolysen verursacht. Es ist jedoch zu bemerken, dass weitere 1,15 Mt Primäraluminium importiert werden, was einem Energieäquivalent von etwa 17 TWh<sub>el</sub> und weiteren 3,5% des deutschen Stromverbrauchs entspräche.

## 2.5 Ökonomische Relevanz der Energiebereitstellung

Die Primäraluminiumherstellung wird wesentlich durch ihren hohen Strombedarf gekennzeichnet. Dies beeinflusst die ökonomischen Randbedingungen der Primäraluminiumherstellung signifikant. So betragen die Energiekosten an dem Gesamtpreis des Primäraluminiums fast ein Drittel (s. Abb. 2.4). Der überwiegende Anteil dieser Energiekosten wird durch den Stromverbrauch der Elektrolyse bestimmt.

Bei Strompreisen von 20 US\$/MWh<sub>el</sub> verursacht der Strombedarf der Elektrolyse Kosten in Höhe von etwa 300 US\$/t<sub>Al</sub>. Neben den Vorstoffkosten (Tonerde) von 300 bis 400 US\$/t<sub>Al</sub> bilden die Kapitalkosten<sup>1</sup> der Aluminiumhütte mit gut 300 US\$/t<sub>Al</sub> einen weiteren großen Kostenblock. Die weiteren Kosten gliedern sich in Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe (vor allem Anodenherstellung), Personalkosten und Sonstiges (Instandhaltung, Reparatur und Verwaltung). In Abb. 2.4 ist die Entwicklung der Weltmarktpreise für Bauxit, Tonerde und Primäraluminium in den letzten Jahre dargestellt. Zusätzlich ist der Energiepreisanteil der Primäraluminiumherstellung dargestellt.



**Abb. 2.4** Entwicklung der Preise für Primäraluminium und seiner Vorstoffe und dem derzeitigen geschätzten Energiepreisanteil /45/

<sup>1</sup> die Investitionskosten betragen rund 2.600 US\$/jato

Die große Sensibilität der Primäraluminiumherstellungskosten von den Strombezugspreisen beeinflusst die Standortwahl der Aluminiumelektrolysen entscheidend. So findet die Primäraluminiumherstellung bevorzugt in Ländern mit großen Wasserkraftpotenzialen (z.B.: Kanada, Rußland, Brasilien, Island, Norwegen, ...) oder kostengünstigen Steinkohlevorkommen (Südafrika, Australien) statt (vergl. auch Tabelle 2.1). Strompreiskrisen wirken sich unmittelbar mit entsprechenden Produktionskürzungen aus. So sank in dem Jahr 2001 die Primäraluminiumproduktion in den USA gegenüber dem Vorjahr von 3.668 Mt auf 2.637 Mt, was einem Rückgang von nahezu 30% entspricht /2/.

Diese Beispiele zeigen, dass die Primäraluminiumherstellung (und insbesondere die hierfür erforderliche Strombereitstellung) eine globale Bedeutung besitzt. Dies betrifft neben der Inanspruchnahme und der ökonomischen Bedeutung der elektrischen Energie auch die bei der Stromerzeugung verursachten Stoffströme und deren Einfluss auf die Umwelt.

## **2.6 Zukünftige Entwicklungstendenzen in der Aluminiumwirtschaft**

In den nächsten Jahren wird mit einem Anwachsen des Sekundäraluminiumanteils gerechnet. Dies folgt aus

- dem zunehmenden Rücklauf von Aluminium aus Anwendungen mit längeren Nutzungszeiten wie z.B. dem Bausektor,
- den zu erwartenden steigenden Energiepreisen, welche die wirtschaftliche Attraktivität des Recyclings fördern, aber auch aus
- den zunehmenden legislativen Anforderungen, von denen die EU-Altautorichtlinie aus dem Jahr 2000 nur ein Beispiel ist.

Diese steigende Sekundäraluminiumproduktion wird jedoch den darüber hinaus wachsenden Aluminiumverbrauch nicht hinreichend decken können. Daher wird zukünftig eine weltweite Suche nach geeigneten Standorten mit preiswerter und gesicherter elektrischer Energieversorgung zur Primäraluminiumherstellung stattfinden, was jedoch zunehmend komplexer wird.

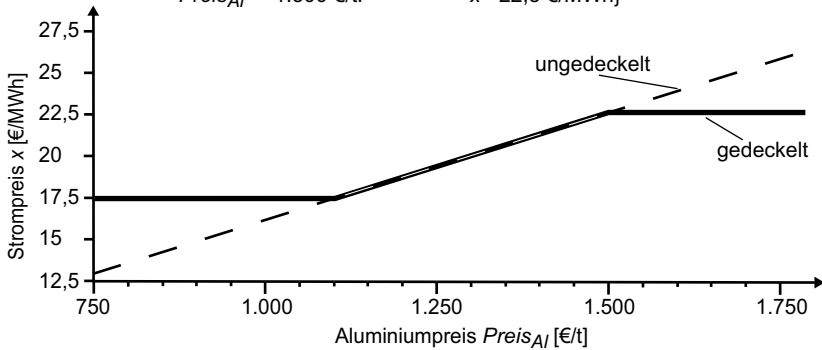
Der Weltmarktpreis für Primäraluminium unterliegt seit Jahren einer starken Volatilität (vergl. Abb. 2.4). Um dieses Preisrisiko zu mindern, werden zukünftig anstelle der bisher langjährigen fixen Strombezugsverträge vermehrt eher flexiblere Verträge abgeschlossen. Hierdurch kann der Aluminiumerzeuger einen Teil seines Marktpreisrisikos an seinen Stromlieferanten weitergeben. Hierzu bietet sich eine Kopplung des Strombezugspreises an den Handelspreis von Aluminium an der LME<sup>1</sup> an. Vereinfacht ergibt sich der Strompreis  $x$  gemäß Gl. (2.2):

$$x = \frac{Preis_{Al} - K_{fix}}{e} \tag{2.2}$$

$Preis_{Al}$  stellt einen Referenz(börsen)preis dar,  $K_{fix}$  beinhaltet die nicht stromabhängigen Kosten und  $e$  entspricht dem spezifischen Strombedarf der Elektrolyse. In Abb. 2.5 ist eine derartige Preiskopplung beispielhaft dargestellt, wobei die konkrete quantitative Ausgestaltung der Gl. (2.2) individuell erfolgt. Eine derartige Preisbindung kann gedeckelt (mit 'price-cap') aber auch ungedeckelt erfolgen.

ungedeckelt:  $x = \frac{Preis_{Al} - K_{fix}}{e}$

gedeckelt:  $x = \{ Preis_{Al} < 1.100 \text{ €/t: } x = 17,5 \text{ €/MWh};$   
 $1.100 \text{ €} < Preis_{Al} < 1.500 \text{ €/t: } x = \frac{Preis_{Al} - K_{fix}}{e}$   
 $Preis_{Al} > 1.500 \text{ €/t: } x = 22,5 \text{ €/MWh} \}$



**Abb. 2.5** Ausgestaltung eines preisvariablen Strombezugs in Abhängigkeit des Aluminiumpreises

In den liberalisierten Strommärkten werden die Primäraluminiumproduzenten verstärkt das Portfoliomangement für den Strombezug einsetzen. Dies bedeutet den Verzicht auf die bisher üblichen 'Vollverträge' mit einem Versorger hin zu der aktiven Steuerung des Strombezugs im freien Beschaffungsmarkt. Hierzu zählt der Strombezug aus verschiedenen Bezugsquellen, zu unterschiedlichen Konditionen, Fristen und Preisen, z.B. an einer Strombörse. Zusätzlich kann der Aluminiumproduzent durch eine zeitlich limitierte Reduktion seiner Elektrolysekapazität als Stromverkäufer auftreten. Dies kann zu Hochpreisphasen an den Strombörsen

<sup>1</sup> London Metal Exchange

sehr lukrativ sein, ist jedoch aus verfahrenstechnischer Sicht auf wenige Stunden zu begrenzen.

In den letzten Jahren führte die starke Abhängigkeit mehrerer Aluminiumhütten von der wetterabhängigen Wasserkraft lokal zu Problemen<sup>1</sup>. In Zeiten langanhaltender Trockenheit, verminderter oder gar ausbleibender Regenfälle müssen die von der Wasserkraft abhängenden Aluminiumhüttenbetreiber mit Lieferkürzungen ihres Stromversorgers rechnen. Die aktuellen Beispiel der Jahre 2000 und 2001 in Brasilien und Kanada (Standort Kitimat) verdeutlichen dies. In beiden Fällen kürzten die Stromversorger auf Grund verminderter Wasserführung die Stromlieferung, was zu entsprechenden Produktionsausfällen führte. Bei zukünftigen Standortanalysen ist die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie aus Wasserkraftanlagen verstärkt zu berücksichtigen.

In den nächsten Jahren wird dem Leitbild der 'Nachhaltigen Entwicklung' (vergl. Kapitel 4) zunehmende Bedeutung beigemessen. Hierbei darf jedoch nicht nur die Herstellung von Aluminium reflektiert werden, es müssen auch dessen Vorzüge während der Nutzungsphase Berücksichtigung finden.

Einen Gesichtspunkt in dem umfangreichen Zielbündel einer 'Nachhaltigen Entwicklung' bildet dabei die Erfüllung des Kyoto-Protokolls mit seiner in den nachfolgenden Klimaschutz-Rahmenkonferenzen beschlossenen Treibhausgas-Reduktion. Das im März 2000 vorgelegte Grünbuch der Europäischen Kommission zum Emissionshandel innerhalb der EU<sup>2</sup> hat den Druck auf die energieintensiven Branchen erhöht. Die Aluminiumindustrie ist hiervon sowohl direkt bei den Treibhausgasemissionen des Elektrolyseprozesses als auch indirekt durch den Strombezug infolge vorgelagerter Emissionen betroffen. Bei den Elektrolysen ist durch neue Techniken (inerte Anoden, vergl. Kapitel 7.3.1) und moderne Prozesssteuerungen (geringerer Endenergiebedarf und Verminderung der Fluorkohlenstoffemissionen, vergl. Kapitel 7.2.5) ein erhebliches Reduktionspotenzial bereits erschlossen worden oder noch zu erschließen.

Die Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Minderung bei der Stromerzeugung sind unter Berücksichtigung ökonomischer Randbedingungen begrenzt. Wegen der hohen Preissensitivität der Primäraluminiumherstellung würden wettbewerbsverzerrende politische Vorgaben unweigerlich zu dauerhaften Standortverlagerungen führen.

---

<sup>1</sup> Der Strombedarf der weltweiten Primäraluminiumherstellung wird mit mindestens 57% überwiegend aus Wasserkraft gedeckt (vergl. Kapitel 7.1.3).

<sup>2</sup> Im Oktober 2001 hat die EU-Kommission einen EU-Richtlinienentwurf für ein System des Treibhausgaszertifikatehandel vorgelegt. Der aktuelle Diskussionsstand läßt eine verpflichtende Umsetzung der Richtlinie bereits für das Jahr 2005 erwarten.



## 3 Darstellung des Energiemodells

Die Bilanzierung der Bereitstellung der Endenergien Strom, fossile Brennstoffe und Dampf sowie ihrer vorgelagerten Prozessketten erfordert die Handhabung großer Datenmengen. Dies resultiert neben den zahlreichen zu bilanzierenden Prozessen u.a. an deren Unterteilung in verschiedene Techniken, Technikkategorien<sup>1</sup> und Regionen. Die Erstellung und Handhabung der umfangreichen Datenbasis und die Analysen hieraus erfordern ein rechnergestütztes Instrumentarium, welches im Folgenden als 'Energiemodell' bezeichnet wird. Die Vorgehensweise zur Schaffung dieses Energiemodells wird in diesem Kapitel beschrieben.

### 3.1 Aufgaben- und Anforderungsprofil des Energiemodells

Die allgemeine Formulierung der Aufgaben des Energiemodells ist die Bereitstellung eines Instrumentariums, um

- Analysen der energiebedingten Ressourceninanspruchnahmen der Aluminiumherstellung durchzuführen und
- Hilfestellung zu bieten, um die Potenziale verschiedener Strategien zur Reduktion von Ressourceninanspruchnahmen aufzuzeigen.

Hiermit sollen Antworten gegeben werden, z.B. welche Prozessschritte der Primäraluminiumherstellung und der Energiebereitstellung besonders ressourcenintensiv sind (s. auch Abb. 3.3) oder durch welche Maßnahmen wieviel Ressourcen 'eingespart' werden können.

Die hierzu erforderlichen Anforderungen an das Energiemodell lauten:

#### 1. Aufbau einer Datenbank inklusive aller relevanten Energiebereitstellungsprozesse

Für die Bilanzierung der Energiebereitstellung der Primäraluminiumherstellung sind u.a. Modelle der Brennstoff- und der Strombereitstellung erforderlich. Diese

<sup>1</sup> Zur Beschreibung der Technikkategorie wird die Güte (= Wirkungsgrad) herangezogen, welche auch eine zeitliche Komponente enthält.

Modelle sind hinsichtlich der verschiedenen relevanten

- **Techniken**,
- **Standorte**, als auch dem
- **zeitlichen Aspekt** und der **Güte des Prozesses**

zu differenzieren. Für den jeweiligen Differenzierungsgrad muss dabei die Relevanz für den Gesamtprozess, die Datenverfügbarkeit bzw. -genauigkeit, sowie der Arbeitsaufwand berücksichtigt werden.

Für den Aufbau dieser Datenbank ist sowohl die Bilanzierung aller wesentlichen über die Systemgrenzen ein- und austretenden Stoff- bzw. Energieströme als auch eine konsistente einheitliche Vorgehensweise bezüglich des Bilanzraumes<sup>1</sup> erforderlich. Die zeitliche Stabilität des Energiemodells ist gegeben, da die Energiewirtschaft durch lange Planungs- und Investitionshorizonte von mehreren Jahren gut zu beschreiben ist<sup>2</sup>.

## 2. Parametrisierbarkeit der Prozesse

Durch die Parametrisierung<sup>3</sup> der wichtigen Einflussgrößen einzelner Prozesse ist eine einfache Anpassung bereits vorhandener Prozesse an neue Randbedingungen (z.B. Standort- oder Technikbedingungen) möglich. Vorteilhaft ist ferner die Möglichkeit, durch einfache Parametervariationen aussagekräftige Szenarien durchzuführen.

## 3. Dokumentation der Prozesse

Dies umfasst die Beschreibung der Datenquellen, der Datenqualität sowie der in den Modellen der Prozessketten durchgeführten Berechnungen.

## 3.2 Methodische Vorgehensweise

Für die Analyse der Energiebereitstellung der Metallherstellung sind grundsätzlich 'top-down' oder 'bottom-up' Ansätze möglich. Zur ersteren Methode zählt beispielsweise die energetische Input-Output-Analyse, welche auf der klassischen ökonomischen IO-Analyse beruht. Als Ergebnis erhält man sektorenspezifische Energieaufwendungen pro Werteeinheit. Die Ergebnisse einer sektorenspezifischen Analyse genügen den in Kapitel 3.1 beschriebenen Anforderungen nicht, weshalb die zu den bottom-up Methoden zählende Prozesskettenanalyse einge-

---

<sup>1</sup> Der Bilanzraum umfasst sowohl die Bilanzierungsbreite oder Systemgrenzen als auch die Bilanzierungstiefe, vergl. Kapitel 3.2.1.

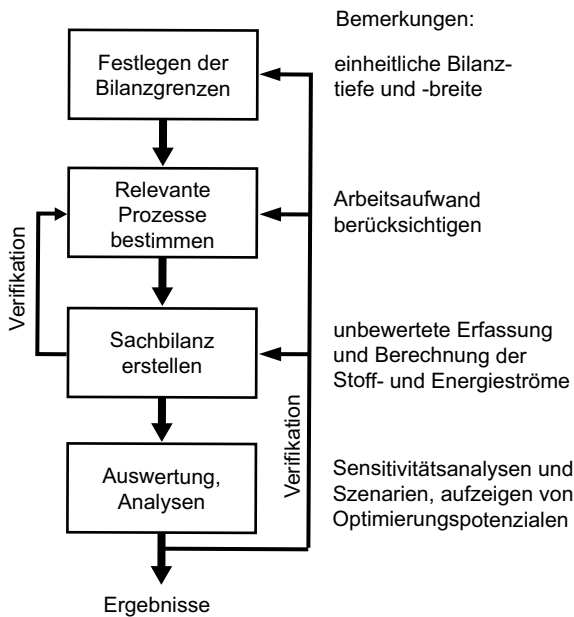
<sup>2</sup> In den letzten Jahren hat sich zwar durch die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft die Geschwindigkeit der Veränderungen beschleunigt, dies resultierte bisher jedoch kaum in Technikänderungen sondern zumeist in dem Abbau bestehender Überkapazitäten.

<sup>3</sup> Dies können z.B. Transportentfernungen oder Emissionsfaktoren sein.

setzt wird.

Bei der Prozesskettenanalyse wird ein komplexer Vorgang, z.B. der Prozess der Strombereitstellung aus Steinkohle, in kleinere überschaubare Prozessschritte zerlegt. Für jeden einzelnen Prozessschritt wird hiernach die Stoff- und Energiebilanz bestimmt. Der Grad der Disaggregation hängt von der zu beantwortenden Aufgabenstellung, der Datenverfügbarkeit und dem zulässigen Arbeitsaufwand ab. Dabei steigt mit zunehmendem Detaillierungsgrad der Arbeitsaufwand und zu- meist auch die Aussagekraft. Bei der Prozesskettenanalyse ist für den Detaillierungsgrad ein geeigneter Kompromiss zwischen der erforderlichen Aussagekraft und dem zulässigen Arbeitsaufwand zu finden.

Die allgemeine Vorgehensweise bei einer Prozesskettenanalyse ist in Abb. 3.1 dargestellt und lautet:



**Abb. 3.1** Darstellung der Vorgehensweise einer Prozesskettenanalyse

1. **Festlegen des Bilanzraumes (einheitliche Bilanztiefe und -breite beachten)**
2. **Relevante Prozesse bestimmen (Arbeitsaufwand berücksichtigen!)**

3. Sachbilanz erstellen (Firmeninformationen, Literatur; Massen-, Stoff- und Energiebilanz beachten)
4. Auswertung (Sensitivitätsanalyse, Szenarien, um Optimierungspotenziale aufzuzeigen)

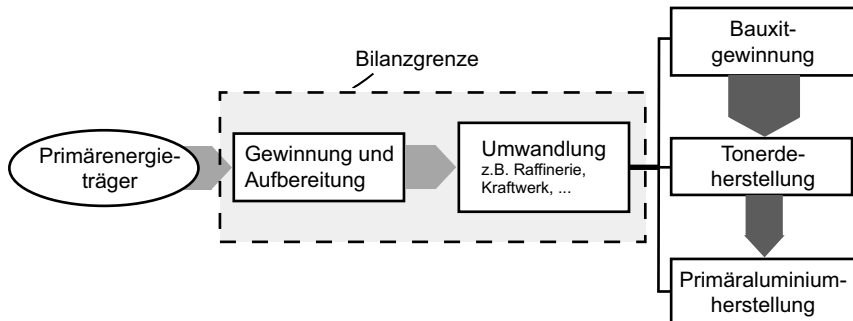
Die o.g. genannten Schritte werden im Folgenden detaillierter erläutert.

### 3.2.1 Bilanzraum

Die Festlegung des Bilanzraumes erfolgt anhand der vorab durchzuführenden Zieldefinition. Die hierbei festzulegenden Schwerpunkte werden für die Bestimmung des zu betrachtenden Bilanzraumes herangezogen.

Eine wesentliche Grundlage der Bilanzierung bildet ein einheitlicher Bilanzraum. Eine einheitliche Bilanztiefe und -breite garantiert nicht nur eine konsistente Methodik sondern auch die erforderliche Modularität bei den Analysen und Auswertungen (vergl. Kapitel 3.2.4).

Die Bilanzierungsbreite der Energiebereitstellung erstreckt sich von den Lagerstätten sämtlicher Energieträger bis hin zu der Bereitstellung der Endenergien in der Prozesskette der Metallherstellung, z.B. Aluminium (s. Abb. 3.2). Bei Endenergien wird zwischen Brennstoffen, Dampf und Elektrizität unterschieden.

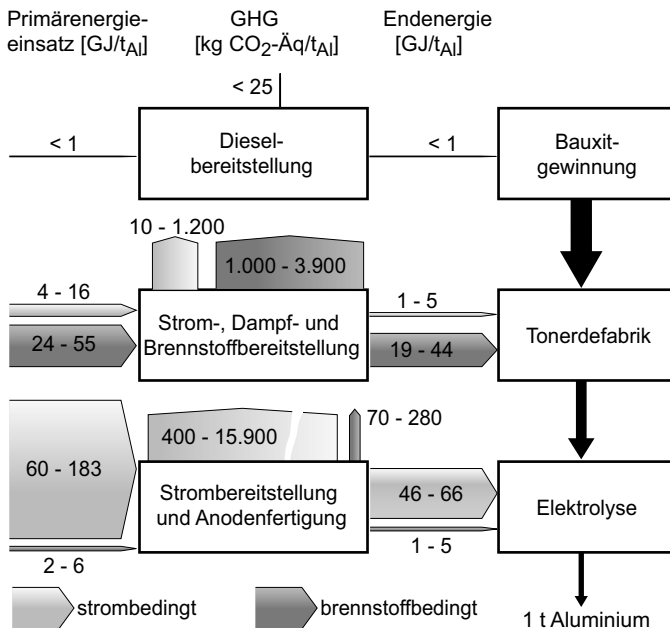


**Abb. 3.2** Schematische Darstellung des Bilanzraumes des Energiemodells

Nach der Festlegung des Bilanzraumes der Energiebereitstellung entscheidet die Bilanzierungstiefe über den Grad der Disaggregation. Dies umfasst einerseits die Tiefe der Unterteilung einzelner Prozesse. Andererseits sind für die Szenarien sowohl zeitliche als auch örtliche, bzw. regionale Unterteilungen vorzunehmen (s. Kapitel 3.2.2).

### 3.2.2 Festlegung der Prozesse

Bei der Identifizierung der relevanten Prozesse der Energiebereitstellung für die Metallherstellung liefern Makroanalysen, z.B. bezüglich des Endenergieeinsatzes in der Hauptprozesskette eine erste Abschätzung (vergl. Abb. 3.3). Ferner dient die Güte der Umwandlungseffizienz der einzelnen Schritte der Prozesskette der Energiebereitstellung als Indikator für die Relevanz einzelner Prozesse. Hier weist beispielhaft bei der Bereitstellung elektrischer Energie das Kraftwerkssystem gegenüber der Brennstoffbereitstellung eine deutlich geringere Effizienz auf.



**Abb. 3.3** Maßstäbliche Darstellung der Bandbreiten der Endenergieeinsätze bei der Primäraluminiumherstellung, der hierzu erforderlichen Primärenergien und den aus der Umwandlung resultierenden Treibhausgasemissionen der Energiebereitstellung

Als Beispiel für die Relevanz sei auf die Abb. 3.3 verwiesen, aus der die überlegende Bedeutung der Strombereitstellung für die Aluminiumelektrolyse hervorgeht. In der Abbildung sind maßstäblich die möglichen Bandbreiten der Endenergieeinsätze der Primäraluminiumherstellung, unterteilt in strom- und brennstoffbedingt, dargestellt. Der hierzu erforderliche Primärenergieeinsatz und die freige-

setzen Treibhausgase der verschiedenen Prozesse der Energieumwandlung ergänzen die Darstellung. Die große Spannbreite der Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung der Elektrolyse wird durch Kern- und Kohlekraftwerke<sup>1</sup> verursacht.

### 3.2.3 Sachbilanz

Eine Sachbilanz (oder auch Inventar) stellt eine unbewertete Erfassung und Berechnung der über die Bilanzgrenzen ein- und austretenden Energie- und Stoffflüsse dar. Die Sachbilanz bildet hinsichtlich der Ziele und des Untersuchungsrahmens die Basis der hierauf folgenden Auswertung.

Die Vorgehensweise bei der Erstellung einer Sachbilanz ist ein iterativer Prozess, in dem sowohl ständig neue Informationen einfließen als auch vorangegangene Festlegungen ggf. zu modifizieren sind (s. Abb. 3.1). Die geeignete Vorgehensweise zur Datensammlung kann dabei in Abhängigkeit von der Datenlage, dem Untersuchungsziel und der Relevanz bei den einzelnen Prozessen variieren. Am Ende der Sachbilanz werden die Daten zu Prozessen (Modulen) zusammengefasst und auf einen Referenzfluss als funktionale Einheit (oder Bezugsgröße) bezogen. Als Bezugsgröße kommt eine der folgenden Größen in Frage:

- Energie,
- Masse oder
- Transportleistung.

Neben der Bilanzierungsbreite ist der zeitliche Bilanzrahmen bei der Betrachtung eines Prozesses von Bedeutung. In dieser Arbeit werden nur die 'laufenden' Stoff- und Energieströme des Betriebes bilanziert. Energetische und stoffliche Aufwendungen für die Infrastruktur bzw. den Bau und Entsorgung von Anlagen<sup>2</sup> werden nicht bilanziert. Der Anteil dieser 'indirekten' Aufwendungen an dem Gesamtinfluss ist wegen der großen Energiestromdichten der in dieser Arbeit berücksichtigten Energiesystemen vernachlässigbar<sup>3</sup> (dies bestätigen die Arbeiten von /22/ und /49/).

Die vollständige Erfassung sämtlicher Stoff- und Energieströme im Rahmen der Prozesskettenanalyse führt schnell zu einer schwer überschaubaren und handhabbaren Datenmenge. Eine Reduzierung der Datenmenge ist durch Vernachlässigung weniger relevanter Prozesse, bzw. mit geeigneten Abschneidekriterien durchzuführen. Dies ist erst nach der Durchführung erster Makroanalysen möglich. In Anlehnung an die Ökobilanz /59/ kommen als Abschneidekriterien

---

<sup>1</sup> Bei der quantitativen Darstellung der maximalen Treibhausgasemissionen aus Kohlekraftwerken muss auf die maßstäbliche Darstellung verzichtet werden.

<sup>2</sup> Inklusiv der laufenden Aufwendungen werden diese auch als Kumulierter Energieaufwand /77/ bezeichnet.

<sup>3</sup> Nur bei Stromversorgungssystemen, welche für die Versorgung der Primäraluminiumindustrie aus ökonomischen und/oder aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht in Frage kommen (z.B. Fotovoltaik), überwiegen relativ die 'indirekten' Aufwendungen.

- die Masse,
- die Energie oder
- die Umweltrelevanz

in Frage. Bei der Anwendung der Masse oder Energie als Abschneidekriterium ist die Erfassung aller Stoff- oder Energieströme erforderlich, die kumulativ einen gewissen Prozentsatz des gesamten Massen- oder Energieinputs übersteigt. Praktikabler ist es, das Abschneidekriterium anstatt auf ein vorab unbekanntes Input auf die funktionale Einheit (dies kann sowohl eine Masse als auch Energie sein) zu beziehen. Nachteilig ist die eventuelle Vernachlässigung kleiner Stoffströme mit einer hohen Umweltrelevanz. Allerdings kommen hier zahlreiche Wirkungen auf die Umwelt oder menschliche Gesundheit in Frage, was auch gegen die Umweltrelevanz als alleiniges Abschneidekriterium spricht. Bei der alleinigen Berücksichtigung einer der drei oben genannten Kriterien kann dies dazu führen, dass wichtige Informationen verloren gehen. Dementsprechend sollte kein Kriterium alleine sondern immer unter Berücksichtigung der anderen genutzt werden.

### 3.2.4 Auswertung

Zu den ersten Schritten der Auswertung zählt die Verifikation der vorangegangenen Arbeitsschritte. Die zumeist durch Makroanalysen durchgeführte Festlegung des Bilanzraumes, des Abschneidekriteriums und der Aggregationsebene ist durch geeignete Analysen kritisch zu hinterfragen. Neben diesen eher methodischen Fragestellungen muss die arbeitsintensive Inventarisierung der Energiebereitstellung laufend analysiert werden. Hier sind insbesondere die angenommenen Vereinfachungen<sup>1</sup> zu überprüfen; auch eine zu große und nicht erforderliche Detailtreue ist zu identifizieren. Dies kann z.B. durch Sensitivitätsanalysen erfolgen.

Das eigentliche Ziel der Auswertung ist die Bewertung von Prozessen der Energiebereitstellung mittels Szenarien und Analysen (s. Kapitel 7). Mögliche Ziele bilden z.B. Potenziale zur Reduzierung der Ressourceninanspruchnahme aufzuzeigen, Länderanalysen vorzunehmen oder Szenarien einer zukünftigen Primäraluminiumherstellung und deren Energiebereitstellung durchzuführen. Der modulare Aufbau des Energiemodells hat den Vorteil, dass durch das einfache Austauschen der verschiedenen Prozesse entsprechende Analysen durchgeführt werden können.

Von besonderer Bedeutung bei der Auswertung ist die Wahl geeigneter Bewertungsgrößen, um aus dem umfangreichen Datenmaterial aussagekräftige Ergebnisse zu formulieren. Dies erfolgt durch die Kanalisation und Aggregation der Resultate zu wenigen belastbaren Kenngrößen oder auch Wirkungskategorien (s. auch Kapitel 4). Diese Bewertungsgrößen sind während der laufenden Arbeiten

---

<sup>1</sup> z.B. die räumliche Aggregation einzelner Prozesse oder die Vernachlässigung von Nebenprozessketten

ebenfalls zu verifizieren.

Eine Unterteilung der durch Luftemissionen hervorgerufenen ökologischen Wirkungen in geografische Räume (lokal, global) wird nicht vorgenommen.

### 3.3 Datenbasis

Die für die Sachbilanz der Energiebereitstellung erforderlichen Daten beruhen auf:

- statistischen Länderdaten, insbesondere von der IEA,
- eigenen Datenerhebungen,
- Hersteller- und Betreiberinformationen,
- sonstigen Publikationen.

Die erhobenen, berechneten oder abgeschätzten Daten werden zeitlich, geografisch und technologisch charakterisiert und dokumentiert. Falls aus Statistiken, Betreiberinformationen oder sonstigen zugänglichen Daten Informationen fehlen, werden diese, soweit möglich, über Massen-, Stoff-, und Energiebilanzen bestimmt.

Für die zeitliche Basis bei der Bilanzierung der Prozesse wird das durch den SFB gewählte Bezugsjahr 1997 gewählt.

Eine räumliche Unterteilung der wichtigsten Prozesse erfolgt meist auf nationaler Ebene. Dies umfasst vor allem Prozesse der Verstromung, wie Landesverbundmixe, als auch einzelne landestypische Kraftwerke. Auf Grund fehlender Daten und der großen Arbeitsintensität erfolgt ein Großteil der Bilanzierung der Brennstoffbereitstellung auf globaler Ebene (s. Kapitel 3.5.3). Eine standortabhängige Anpassung wird durch die Parametrisierung wichtiger Einflussgrößen gewährleistet.

Insbesondere bei konventionellen thermischen Kraftwerken erweist sich die Betrachtung der Nebenprozessketten als arbeitsintensiv. Hierzu zählen u.a. die Bereitstellung von Kalkstein und Ammoniak für die Prozesse der Rauchgasreinigung sowie die Entsorgung bzw. Deponierung fester und flüssiger Abfälle. Die für diese Nebenprozessketten erforderlichen energetischen und stofflichen Aufwendungen und ihre hieraus resultierenden Wirkungen werden bisher vernachlässigt.

Bei jeder Datenerhebung ist eine Beschreibung der Datenqualität erforderlich. Weil jedoch Daten unterschiedlichster Herkunft und Qualität zu Prozessen zusammengefasst werden, ist eine konsistente Vorgehensweise zur Beschreibung der Datengenauigkeit<sup>1</sup> bisher noch nicht gegeben. Bisher nicht berücksichtigt werden Schwermetalle und radioaktive Emissionen in Luft bei fossilen Kraftwerken sowie auch radioaktive Emissionen bei Kernkraftwerken, außer abgebrannte Brennelemente.

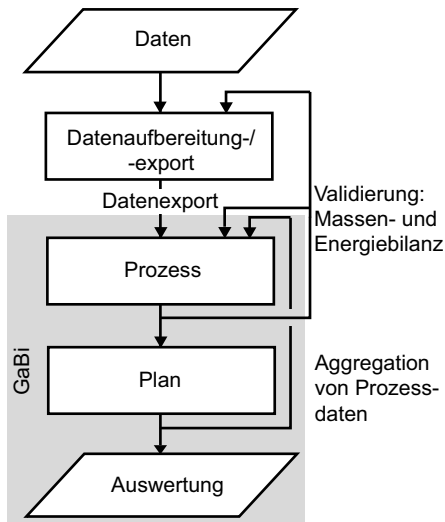
---

<sup>1</sup> Dies umfasst insbesondere die Genauigkeit, Vollständigkeit und Repräsentanz der Daten.



### 3.4 Die Bilanzierungssoftware GaBi

Die Realisierung der Bilanzierung der Energiebereitstellung erfolgt mit der Bilanzierungs- und Analysesoftware GaBi (Ganzheitliche Bilanzierung). Es handelt sich um ein kommerzielles Produkt der PE Product Engineering GmbH in Zusammenarbeit mit dem IKP<sup>1</sup> Stuttgart. GaBi ist als Werkzeug zur Erstellung von Lebenszyklusanalysen (LCA, Life Cycle Assessment) oder auch Ökobilanzen nach ISO 14040 ff konzipiert. Die Software verfügt u.a. über eine umfangreiche Datenbank an Prozessen (=Modulen) und Flüssen<sup>2</sup>, die beliebig erweitert werden kann, bzw. neu angelegt werden können.



**Abb. 3.4** Ablaufdiagramm der Datenverarbeitung in GaBi

GaBi erlaubt die Abbildung komplexer Prozessketten, wie z.B. der Energiebereitstellung hinsichtlich energetischer, stofflicher Aufwendungen und Kosten. Hierzu werden zunächst die in der Sachbilanz aufbereiteten Daten nach GaBi exportiert und hier als einzelne Prozesse oder Module in einer Datenbank gespeichert (s. a. Abb. 3.4). Ein Modul wird durch seine quantifizierten Flüsse charakterisiert, welche auf eine funktionale Einheit (= Zielgröße, z.B. 1 MWh Strom) bezogen werden.

Die Validierung der Daten erfolgt anhand von Massen- und Energiebilanz:

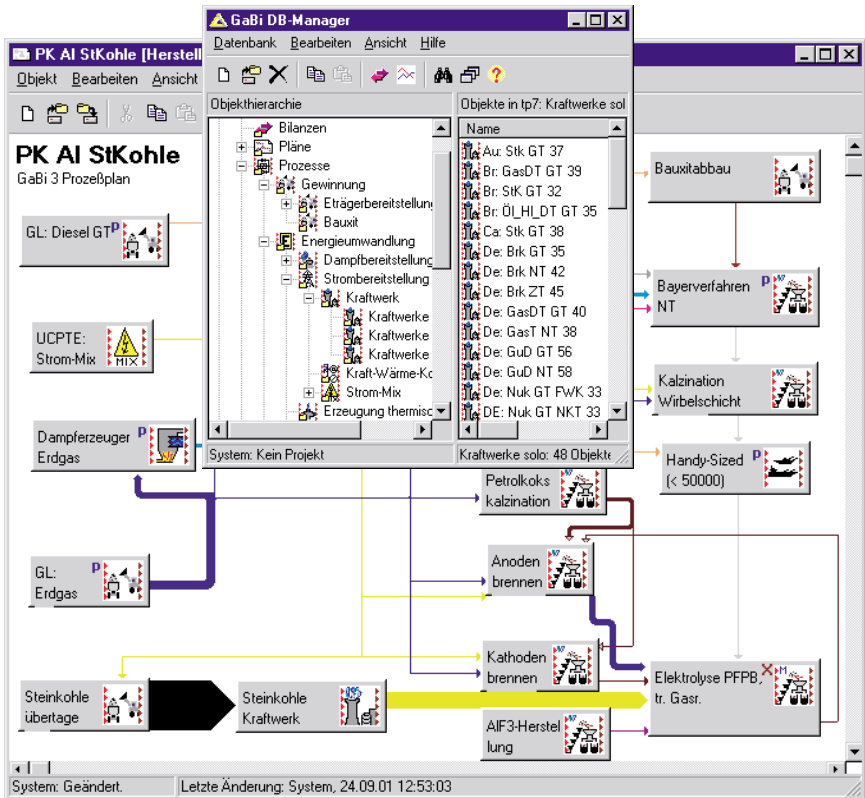
$$\sum m_{ein} - \sum m_{aus} = 0 \quad \text{und} \quad (3.1)$$

$$\sum E_{ein} - \sum E_{aus} = 0. \quad (3.2)$$

<sup>1</sup> Institut für Kunststoffkunde und Kunststoffprüfung, Universität Stuttgart

<sup>2</sup> Flüsse sind über Bilanzgrenzen ein- oder austretende Massen- und/oder Energieströme, denen Eigenschaften wie Heizwert oder monetärer Wert zugewiesen werden können.

Zur Modellierung einer Prozesskette werden die Module auf einem sogenannten Plan abgebildet (s. Abb. 3.5). Auf einem Plan werden die Module durch bestimmte Flüsse (diese entsprechen einer funktionalen Einheit) miteinander zu einer Prozesskette verbunden. Diese Flüsse werden bezüglich ihrer Masse, Energie oder ihrem monetären Wert proportional dargestellt. Ein derartiger Plan kann anschließend bilanziert und hinsichtlich verschiedener Bewertungsgrößen beurteilt und analysiert werden. Ein solcher komplexer Plan kann auch zu einem neuen Modul aggregiert werden. In Abb. 3.5 ist beispielhaft ein Ausschnitt der Prozessdatenbank und eines Planes dargestellt.



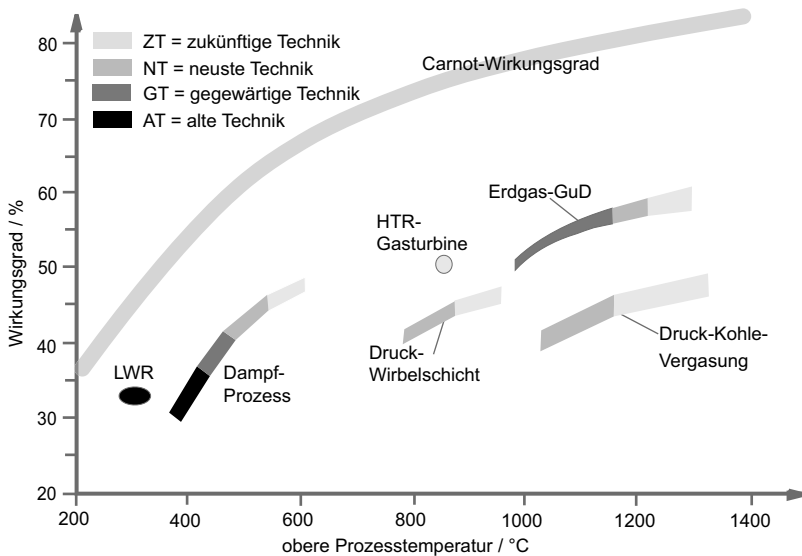
**Abb. 3.5** Ausschnitt der in GaBi realisierten Datenbank zur Energiebereitstellung (Vordergrund) und einem realisierten Plan der Bilanzierung der Primäraluminiumherstellung inkl. der Energiebereitstellung

Die vorliegende Modularität von GaBi erlaubt die Bilanzierungsergebnisse bis hin zu den einzelnen Prozessen zurückzuverfolgen, um z.B. Schwachstellen aufzuzeigen. Die in GaBi abgebildeten Module werden durch ihre

- geografische Charakterisierung,
- Technikkategorie und
- Technik

beschrieben. Die geografische Unterteilung erfolgt global, regional und national. Als Entscheidungskriterien für die geografische Detaillierung eines Prozesses dient seine Relevanz auf die gesamte Prozesskette, nennenswerte geografische Unterschiede eines Prozesses und die Datenverfügbarkeit.

Die Unterteilung in verschiedene Technikkategorien erfolgt innerhalb des SFB vereinbarungsgemäß in feste Klassen (s. Tabelle 9.1 im Anhang). Zur Verdeutlichung ist die Einteilung in die verschiedenen Technikkategorien am Beispiel der Kraftwerkstechnik dargestellt. In Abb. 3.6 sind für einige wesentliche Kraftwerkssysteme die Technikkategorien qualitativ in Abhängigkeit der oberen Prozesstemperatur und des Wirkungsgrades dargestellt.



**Abb. 3.6** Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkssysteme in Abhängigkeit der oberen Prozesstemperatur und der qualitativen Einteilung in die Technikkategorisierung

Zusätzlich wird ein Modul u.a. durch eingesetzte Prozesstechniken, z.B. Rauchgasreinigung, Kühl- oder auch Anreicherungsverfahren, technisch beschrieben.

Mittels Parameter können funktionale Beziehungen zur einfachen Berechnung von In- und/oder Outputs in Prozessen bestimmt werden. Dies erfolgt mit Hilfe von Bestimmungsgleichungen und Parametern (s.a. Kapitel 3.5.3).

### 3.5 Teilmodelle des Energiemodells

Die hier erläuterten Modelle der Energiebereitstellung zur Bilanzierung der Aluminiumherstellung erfordern u.a. auf Grund ihrer unterschiedlichen Relevanz, verschiedenen landestypischen Technik- und Umweltschutzstandards, aber auch methodischen Überlegungen, eine mehr oder weniger ausgeprägte räumliche Unterteilung. Die verwendeten Bilanzgrenzen lauten, sortiert nach zunehmendem Detaillierungsgrad:

- global<sup>1</sup>, die Bilanzgrenze umfasst alle Staaten, die regionale Flexibilität wird durch die Verwendung von frei wählbaren Parametern gewährleistet,
- national, die Staatsgrenze bildet die Bilanzgrenze,
- regional,
- versorgerspezifisch, das Versorgungsgebiet des Energieversorgers bildet die Bilanzgrenze (=Contract-Mix),
- standortspezifisch, der Betriebsstandort bildet die Bilanzgrenze.

Weitere mögliche räumliche Unterteilungen wären:

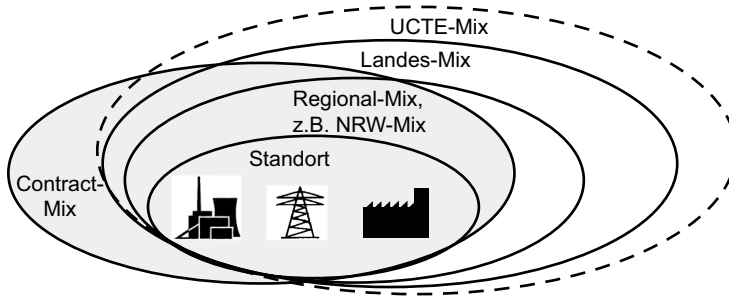
- kontinental,
- politisch-wirtschaftlich, ein gemeinsamer Wirtschaftsraum, z.B. EU, bildet die Bilanzgrenze,
- technisch, die Bilanzgrenze entspricht einem physikalischen Verbundsystem, z.B. den Mitgliedsstaaten der UCTE.

Die letzten drei genannten Möglichkeiten sind nur der Vollständigkeit halber aufgelistet und werden nicht weiter betrachtet. In Abb. 3.7 sind die wichtigsten Bilanzgrenzen mit ihrem geografischen Zusammenhang dargestellt.

Wegen des großen elektrischen Energiebedarfs bei der Primäraluminiumherstellung kommt der Bilanzierung der Strombereitstellung eine zentrale Bedeutung zu. Aus diesem Grund sind, auf verschiedenen Methodiken beruhend, einerseits Landesverbundmixe und andererseits einzelne Kraftwerke bilanziert worden. Die umfangreiche Datenbasis über verschiedene Kraftwerkssysteme bietet dabei die Flexibilität, weitere Strommixe zu aggregieren.

---

<sup>1</sup> Wird bei Prozessen verwendet, bei denen regional nur geringe Unterschiede bestehen, oder deren Relevanz am Gesamtprozess gering ist.



**Abb. 3.7** Mögliche Bilanzgrenzen bei der Bilanzierung der Strombereitstellung einer Aluminiumhütte

### 3.5.1 Bilanzierung der Landesverbundmixe

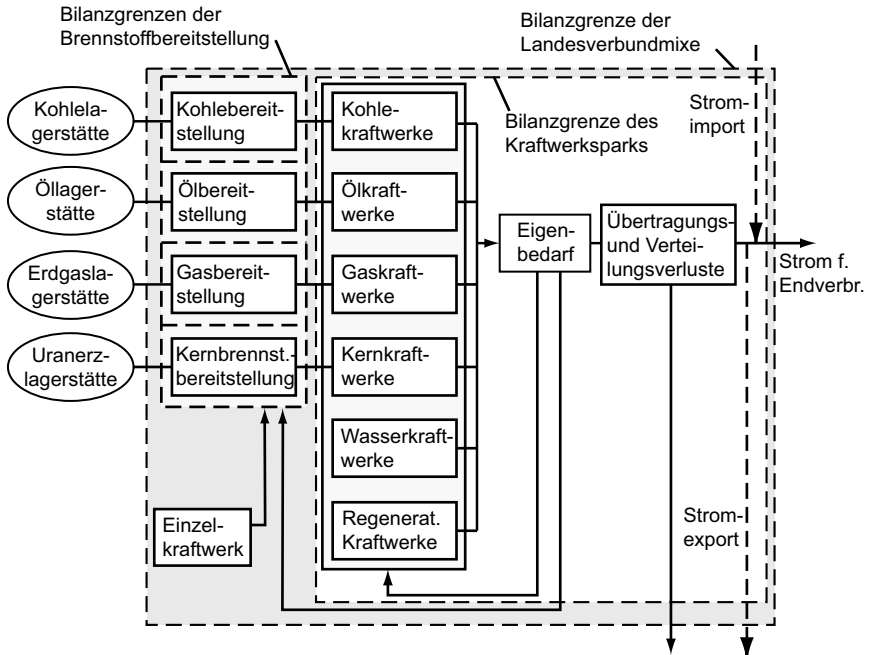
Die Bilanzierung der Strombereitstellung aus Landesverbundmixen gliedert sich in zwei Schritte. Zunächst erfolgt mit Hilfe statistischer Daten /28 - 39/ die Bilanzierung des Kraftwerksparks eines Landes. Dies erfolgt unter Berücksichtigung des Kraftwerkseigenbedarfs und der Übertragungs- und Verteilungsverluste (s. Abb. 3.8), wobei im Fall von Heizkraftwerken sämtliche Ressourceninanspruchnahmen der Stromerzeugung zugewiesen werden.

Prinzipiell kann auch der Import und Export elektrischer Energie bilanziert werden, dies wird jedoch nach der Durchführung mehrerer Analysen (u.a. /7, 9/) nicht weiter betrachtet. In dem überwiegenden Teil der Staaten liegt die Importquote für elektrische Energie im einstelligen Prozentbereich bzw. darunter, und ist somit kaum relevant. Nur in einigen europäischen Staaten gibt es einen ausgeprägten transnationalen Stromaustausch<sup>1</sup>, wobei dies häufig Transitlieferungen sind (z.B. Schweiz). In dem Fall, dass der Importanteil größer als 10% ist, sollte die Berücksichtigung des Stromimports geprüft werden. Allerdings steigt mit der Berücksichtigung des Imports der Arbeitsaufwand rasch an, da zumeist mehrere Länder zu berücksichtigen sind, welche zumeist selber Stromimporteure sind und hieraus ein kompliziertes Beziehungsgeflecht entsteht.

Die notwendigen Berechnungen für den Kraftwerkspark eines Landes, z.B. Ammoniak- und Kalksteinbedarf, werden zunächst mit dem Tabellenkalkulationsprogramm MS Excel vorgenommen. Hierbei werden auch die Treibhausgasemissionen aus der Wasserkraftnutzung berücksichtigt (vergl. Kapitel 6). Die Ergebnisse werden in GaBi importiert.

In dem zweiten Schritt erfolgt die Verknüpfung mit der erforderlichen Brennstoff-

<sup>1</sup> In den Jahren 1990 bis 1997 betrug der durchschnittliche Stromaustausch zwischen den Ländern der heutigen UCTE rund 8% /50/



**Abb. 3.8** Modellstruktur der Strombereitstellung durch einen Landesverbundmix, bestehend aus der Bilanzierung des Kraftwerksparks und der Brennstoffbereitstellung

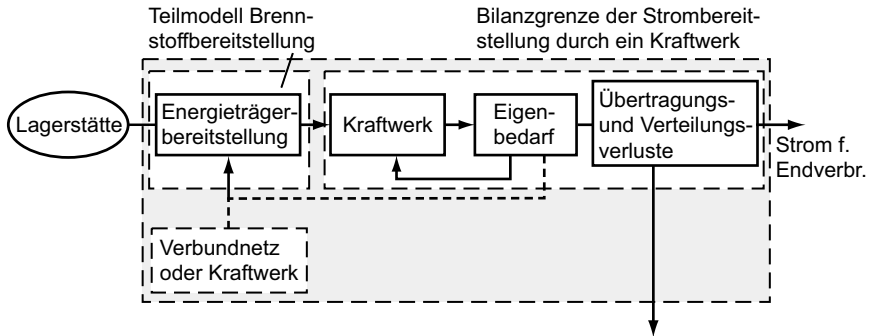
bereitstellung (vergl. Kapitel 3.5.3) über den Brennstoffbedarf des Kraftwerksparks zu dem Prozess 'Landesverbundmix'. Ein erforderlicher Strombedarf bei der Brennstoffbereitstellung kann entweder aus dem zu bilanzierenden Land oder einem Einzelkraftwerk (s. Kapitel 3.5.2) gedeckt werden.

In dem Energiemodell sind verschiedene Landesverbundmixe von 26 Staaten abgebildet.

### 3.5.2 Bilanzierung von Einzelkraftwerken

Einzelne thermische Kraftwerke werden durch zwei verschiedene Vorgehensweisen bilanziert, wobei der Bilanzraum jeweils dem in Abb. 3.9 entspricht.

Einerseits kann aus den Daten eines Verbundmixes das landestypische durchschnittliche Kraftwerk für einen definierten Energieträger bestimmt werden<sup>1</sup>. Man erhält das Modell eines Kraftwerks mit einem landestypischen Wirkungsgrad und Emissionsreinigung.



**Abb. 3.9** Modellstruktur der Strombereitstellung aus einem einzelnen Kraftwerk

Andererseits werden mit Hilfe von Hersteller- und Betreiberinformationen sowie sonstigen Veröffentlichungen Einzelkraftwerke bilanziert, die durch ihre verschiedenen Techniken (z.B. Feuerungssysteme, Rauchgasreinigungssysteme oder Kondensationsverfahren) aber vor allem durch ihren elektrischen Wirkungsgrad charakterisiert werden.

Inklusive der vorgelagerten Brennstoffbereitstellung (s. Kapitel 3.5.3) erhält man das (landestypische) Einzelkraftwerk für einen bestimmten Energieträger. In der Bilanzierungssoftware GaBi sind nach den beiden oben genannte Methoden Kraftwerke basierend auf den Energieträgern:

- Steinkohle,
- Braunkohle,
- Kernenergie,
- Heizöl,
- Erdgas und
- (Wasserkraft)<sup>1</sup>

abgebildet worden. Die Kraftwerkssysteme sind weiter unterteilt in verschiedene Wirkungsgrade, Feuerungssysteme, Schaltungsvarianten, Rauchgasreinigungssysteme und Kühlverfahren.

<sup>1</sup> Zu Ungenauigkeiten führt die Berechnung der Luftemissionen, die sich nicht aus stöchiometrischen Beziehungen bestimmen lassen. In diesem Fall werden Emissionsfaktoren und die landestypischen Reduktionsfaktoren einer eventuellen Rauchgasreinigung eingesetzt.

<sup>1</sup> Wasserkraftwerke werden methodisch abweichend bilanziert, s. Kapitel 6

Mit der bestehenden Datenbasis ist es möglich, aus einzelnen Kraftwerken sehr einfach verschiedene Strommixe, z.B. einen Grundlastmix (s. Kapitel 5.2.3) abzubilden.

In dem Energiemodell sind 63 verschiedene Module von Kraftwerken verschiedenster Brennstoffe, Länder und Technikategorien abgebildet. Daneben sind für 10 Länder die Contract-Mixe gebildet worden.

Methodisch abweichend erfolgt die Bilanzierung der Stromerzeugung aus Wasserkraft. Der elektrische Nutzungsgrad der hier zu berücksichtigenden großen Wasserkraftanlagen wird mit  $\eta = 90\%$  angesetzt.

Bislang wird die Stromerzeugung aus Wasserkraft i.A. stoffstromfrei bilanziert. Bei dem Aufstauen von Wasser wird aber Biomasse überflutet, welche durch biochemische Zersetzungsprozesse in Kohlendioxid und Methan umgesetzt wird und in die Atmosphäre freigesetzt werden kann. Wegen der großen Bedeutung der Wasserkraftnutzung bei der Primäraluminiumerzeugung werden diese Treibhausgase bei dem Energiemodell berücksichtigt, so dass die Entwicklung eines Treibhausgasmodells einen Schwerpunkt in dieser Arbeit bildet. Die Beschreibung des Treibhausgasmodells der Wasserkraft und die Ergebnisse erfolgt separat in Kapitel 6.

### 3.5.3 Bilanzierung der Brennstoffbereitstellung

Die Modelle der Brennstoffbereitstellung dienen einerseits der Vervollständigung der Bilanzierung der Stromerzeugung, andererseits der Bilanzierung der erforderlichen fossilen Endenergien in der Prozesskette der Metallherstellung.

Mit Blick auf die Aluminiumherstellung ist die Bilanzierung folgender fossiler und nuklearer Brennstoffe erforderlich:

- Dieselkraftstoff, Schweröl,
- Erdgas,
- Steinkohle,
- Braunkohle und
- Kernbrennstoff U-235, mit Anreicherungsgraden von 3,5%, 4% und 4,5%.

Kohle und Kernbrennstoffe werden nur in der Stromerzeugung, Dieselkraftstoff ausschließlich bei Gewinnungs- und Transportgeräten eingesetzt. Erdgas und Schweröl werden sowohl verstromt, zur Dampferzeugung genutzt (ebenso wie Kohle) als auch bei der Aluminiumherstellung direkt eingesetzt.

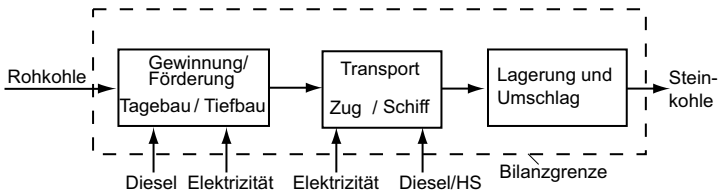
Die Bilanzierung der oben genannten Energieträger in Sachbilanzen erfolgt durch eine Prozesskettenanalyse, die allgemein aus den Prozessschritten

- Gewinnung,
- Aufbereitung- und Konversionsprozessen,



- Speicherung und
- zwischengeschalteten Transportprozessen

besteht. Als Beispiel ist in Abb. 3.10 die Prozesskette der Steinkohlebereitstellung, inklusive der rückverknüpften Energie- und Stoffströme, dargestellt. Hiernach wer-



**Abb. 3.10** Beispielhafte Prozesskette der Steinkohlebereitstellung

den die wichtigsten Einflussgrößen auf den Energieaufwand und induzierte Stoffströme bestimmt und parametrisiert. Diese Parameter werden verwendet, um die allgemeinen Prozessketten der Brennstoffbereitstellung flexibel an die realen Prozesse anzupassen. Die verwendeten Parameter sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

**Tabelle 3.1** Variable Parameter der Prozessketten der Brennstoffbereitstellung

Energieträger	Parameter
Diesel und Heizöl	- Transportentfernungen via Schiff (HS-betrieben) - Transportentfernungen via Pipeline (elektr.) - energetischer Eigenbedarf der Raffination
Kohle	- Methanemission bei der Gewinnung (nur StK) - Transportentfernung via Schiff (HS-betrieben (nur StK) - Transportentfernungen via Eisenbahn (elektr.) - Transportentfernungen via Bandförderanlage (elektr.)
Erdgas	- Leckageverlust der Gewinnung - Transportentfernung via Pipeline - spez. Leckageverlust beim Pipelinetransport - spez. Transportaufwand beim Pipelinetransport
Kernbrennstoff	- Anreicherungsverfahren (Zentrifugen- oder Diff.verf.)

In Abhängigkeit ihrer Relevanz sind für die einzelnen Brennstoffe verschiedene Länder und Technikategorien im Energiemodell abgebildet worden (StK 23, BrK 19, Erdgas 13, Diesel 7 und Kernbrennstoff 3 Module). Die ausführliche Dokumentation der einzelnen Modelle der Brennstoffbereitstellung ist in /13/ zusammengestellt.

### 3.5.4 Bilanzierung der Dampfbereitstellung

Dampf wird als Endenergie bei der Aluminiumherstellung ausschließlich in der Tonerdeherstellung eingesetzt. Als Dampferzeuger werden Kesselanlagen bilanziert, die mit Erdgas, Heizöl oder Kohle befeuert werden. Die Charakterisierung der Technik erfolgt über den energetischen Wirkungsgrad der Dampfbereitstellung, welcher nahezu identisch mit dem Kesselwirkungsgrad ist. Der Wirkungsgrad der Dampferzeugung bestimmt sich aus

$$\eta_{De} = \frac{P_{De}}{\dot{m} \cdot H_U} = 1 - \frac{\dot{Q}_V}{\dot{m} \cdot H_U}, \quad (3.3)$$

wobei  $\dot{Q}_V$  die relevanten Verluste zusammenfasst und maßgeblich durch den eingesetzten Energieträger bestimmt wird. In Tabelle 3.2 sind die hier verwendeten Dampferzeugerwirkungsgrade gegenübergestellt.

**Tabelle 3.2** Übersicht der energetischen Wirkungsgrade der Dampfbereitstellung in dem Energiemodell

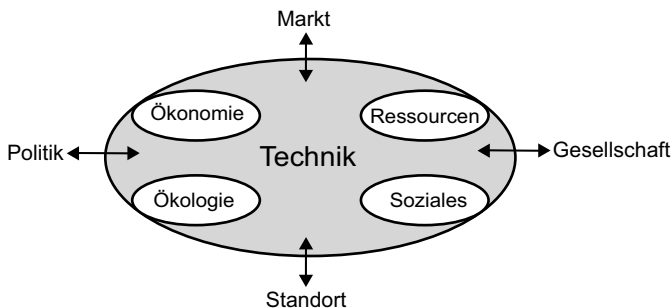
	Erdgas	Heizöl	Kohle
GT	93%	91%	86%
NT	95%	93%	88%
ZT	96%	94%	90%

Die Luftemissionen werden, sofern möglich, stöchiometrisch, ansonsten über Emissionsfaktoren (unter der Berücksichtigung von Rauchgasreinigungsanlagen) bestimmt, die in /14/ zusammengestellt sind.

Standorte, an denen die Tonerdeherstellung und die anschließende Primäraluminiumverhüttung gemeinsam erfolgen, eignen sich für den Einsatz von Heizkraftwerken (HKW). Durch die gleichzeitige Erzeugung von elektrischer Energie und Prozesswärme lassen sich höhere energetische Nutzungsgrade erzielen, als bei der getrennten Erzeugung. Wegen des vergleichsweise geringen Dampfbedarfs des Tonerdeprozesses eignen sich kostengünstige Gegendruckturbinen kaum. In einer Vergleichsrechnung eines HKW mit der getrennten Erzeugung von Strom und Dampf auf Kohlebasis nimmt der energetische Nutzungsgrad bei der getrennten Erzeugung von rund 49% auf etwa 52,5% zu /1/. Deutlich höhere energetische Nutzungsgrade lassen sich nur erzielen, wenn die Tonerdefabrik über den Bedarf der Primäraluminiumelektrolyse hinaus ausgelegt wird.

## 4 Bewertungsgrößen

Um die verschiedenen Prozesse der Energieumwandlung und -bereitstellung vergleichen zu können, werden Bewertungsgrößen genutzt. Je nach Blickwinkel und Fragestellung bedient man sich hierbei i.A. ressourcenorientierter<sup>1</sup>, ökologischer oder auch ökonomischer Bewertungsgrößen. Würden neben den oben genannten auch soziale Gesichtspunkte bewertet, spricht man von einer 'ganzheitlichen Betrachtung' im engeren Sinne, welche dann der Bestimmung der Nachhaltigkeit<sup>2</sup> eines Systems oder Prozesses dient.



**Abb. 4.1** Verknüpfungen der verschiedenen Bewertungskategorien eines Prozesses bzw. der eingesetzten Prozesstechnik unter der Berücksichtigung äußerer Einflussfaktoren

In Abb. 4.1 wird als verbindendes Element dieser Bewertungskategorien der ganzheitlichen Bilanzierung die 'Technik' in den Mittelpunkt gerückt, da diese die vier Bewertungskategorien maßgeblich beeinflusst sowie gleichzeitig von ihnen geleitet wird. Die Technik bildet eine zeitliche Variable und wird durch äußere Ein-

<sup>1</sup> Unter dem Begriff der 'ressourcenorientierten Bewertung' werden in dieser Arbeit nur primärenergetische Ressourcen verstanden.

<sup>2</sup> Der Begriff der 'Nachhaltigkeit' oder auch 'Sustainable Development' wurde 1987 durch den Bericht "Our Common Future" der sogenannten 'Brundtland-Kommission' geprägt. Hierin wird eine Entwicklung als nachhaltig bezeichnet, welche "... die Bedürfnisse der Gegenwart deckt, ohne die Fähigkeit künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen."

flüsse maßgeblich bestimmt. Die Suche nach der optimalen Technik in diesem vielschichtigen Spannungsfeld bildet immer einen Kompromiss unter der Berücksichtigung der aufgeprägten Randbedingungen und der Befriedigung möglichst zahlreicher zumeist subjektiver Bewertungsgrößen.

Für die drei o.g. Kategorien sind zahlreiche Bewertungsgrößen definiert. In dieser Arbeit werden daher nur die wichtigsten vorgestellt. Sie dienen dem ressourcenorientierten (oder auch primärenergetischen), ökologischen und ökonomischen Vergleich verschiedener Prozessketten der Energiebereitstellung, insbesondere dem Aufzeigen vorhandener Schwachstellen und Verbesserungspotenzialen.

Für einen integrierten Systemvergleich ist eine Rangbildung der Bewertungsgrößen erforderlich. Für das Kriterium der ökologischen Gefährdung ist vom UBA eine Rangbildung durchgeführt worden, wobei die Rangbildung jedoch nur die qualitative Aussage mittels der drei Attribute *sehr groß*, *groß*, *mittel*, trifft (s. auch /27/). Dies erleichtert zwar die Einschätzung der qualitativen Relevanz einzelner Wirkungskategorien, aber nicht deren quantitative Bedeutung. In dieser Arbeit erfolgt eine Gesamtbeurteilung bei jeder Analyse in Abhängigkeit von den Untersuchungszielen und den vorliegenden Ergebnissen<sup>1</sup>.

## 4.1 Ressourcenorientierte Bewertungsgrößen

Den Hintergrund für ressourcenorientierte Bewertungsgrößen bildet die Begrenztheit unserer vorhandenen Ressourcen. Diese können in energetische, natürliche<sup>2</sup> und mineralische Ressourcen unterteilt werden, wobei hier nur die energetischen betrachtet werden. Zur Beurteilung von Prozessen der Umwandlung von Primärenergieressourcen bis hin zur bereitgestellten Endenergie stehen zahlreiche Bewertungsgrößen zur Verfügung. Zu den beiden wichtigsten zählen hierbei der Primärenergieaufwand und der energetische Nutzungsgrad. Hierauf basieren zahlreiche andere Bewertungsgrößen, wie z.B.: der Kumulierte Energieaufwand, die energetische Amortisationszeit oder der Erntefaktor.

Stellvertretend für die Wirkungskategorie *Ressourcenschöpfung* wird der Verbrauch primärenergetischer Ressourcen berücksichtigt. Dieser Primärenergieaufwand ergibt sich aus der Addition sämtlicher primärenergetisch bewerteter Energieträger, bzw. deren Verluste, über die gesamte Prozesskette bis zurück zu den Lagerstätten. Er wird auf eine funktionale Einheit bezogen und beschreibt deren Energieressourcenintensität. Bei dem Primärenergieaufwand, welcher zur Bereitstellung einer Nutzenergie erforderlich ist, sollte zwischen der Nutzung von nicht-regenerativen und regenerativen Primärenergieträgern differenziert werden<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Dies schränkt die Benutzung dieses Analysewerkzeugs für die Allgemeinheit ein, da ein gewisses 'Expertenwissen' vorauszusetzen ist.

<sup>2</sup> hierzu zählen z.B. Flächenbedarf, Wasser und Luft

Der energetische Wirkungsgrad  $\eta$  beschreibt allgemein das Verhältnis der in einem Energieumwandlungsprozess nutzbar gemachten Energie  $E_{Nutz}$  und dem hierfür aufgewendeten energetischen Aufwand  $E_{Aufwand}$  und stellt ein Maß für die Güte der Umwandlung dar:

$$\eta = \frac{E_{Nutz}}{E_{Aufwand}} = \prod_i \eta_i \quad (4.1)$$

Alternativ kann der energetische Wirkungsgrad aus dem Produkt der Wirkungsgrade  $\eta_i$  einzelner Teilprozesse  $i$  bestimmt werden.

Bei den in dieser Arbeit betrachteten nutzbar gemachten Energien  $E_{Nutz}$  handelt es sich um elektrische Nettoarbeit  $W_{el,Netto}$ , eine Nutzwärme  $Q_{Nutz}$  oder aber einen bereitgestellten Endenergieträger  $m_B \cdot H_u$ .

Durch die umfassende Bilanzierung der Prozessketten der Energiebereitstellung bis hin zu der Gewinnung der Primärenergieträger handelt es sich bei den aufgewendeten Energien  $E_{Aufwand}$  zumeist um fossile Energien ( $m_{B,Prim} \cdot H_{u,Prim}$ ). Für die Beurteilung von regenerativen Energien und Kernkraftwerken ist eine abweichende methodische Vorgehensweise erforderlich. Üblicherweise werden Leichtwasserreaktoren einheitlich mit einem Wirkungsgrad von 33% bilanziert. Hier sind zusätzlich die energetischen Aufwendungen der Brennelement-Bereitstellung zu berücksichtigen. Regenerative Energien können über den

- *energieäquivalenten Ansatz* oder dem
- *tatsächlichen physikalischen Wirkungsgrad*

bewertet werden. Im ersten Fall beträgt der Wirkungsgrad einheitlich 100%, im zweiten Fall z.B. für die Windkraft ~22% und für Fotovoltaik ~12%. Wegen der großen Bedeutung der Wasserkraft bei der Bilanzierung der Aluminiumherstellung erfolgt die Bewertung der Wasserkraftnutzung mit einem tatsächlichen Wirkungsgrad:

$$\eta = \frac{W_{el,netto}}{T \int_0 \varphi g H(t) \dot{V}(t)} \quad (4.2)$$

Gleichung (4.2) berücksichtigt Verluste der Ein- und Auslaufbauwerke, der Turbine, des Generator und des Transformators.

Sonstige vorkommende regenerative Stromerzeugung wird außer bei Biomasse und Geothermie (hier tatsächlicher Wirkungsgrad) mit 100% Umwandlungseffizienz bewertet.

---

<sup>3</sup> Da nichtregenerative Primärenergieträger unterschiedliche 'Wertigkeiten' aufweisen, sind sie grundsätzlich getrennt zu berechnen und nur übersichtlichkeitshalber bei der Darstellung der Ergebnisse zu einem Gesamtprimärenergieaufwand zu addieren.

Bei der reinen Betrachtung des Primärenergieaufwands wird noch keine Aussage über die Knappheit des aus der Umwelt entnommenen Energieträgers getroffen. So ist die Abbaurate eines knappen Energieträgers für nachfolgende Generationen stärker zu schonen als bei einem Energieträger mit einer größeren Reichweite. Derartige Verknappungstendenzen lassen sich jedoch für handelbare Energieträger durch ihre Marktpreise abbilden, wodurch die verschiedenen Reichweiten der Energieträger besser durch ökonomische Bewertungsgrößen beschrieben werden. Hierbei ist vorteilhaft, dass sich auch regenerative Energieträger bewerten lassen.

## 4.2 Ökologische Bewertungsgrößen

Ökologische Bewertungsgrößen dienen der Beurteilung umweltrelevanter Einflüsse verschiedener Prozesse. Auf Grund der zahlreichen möglichen umweltrelevanten Effekte, wie z.B.:

- Flächeninanspruchnahme,
- Lärm,
- Wasserinanspruchnahme (insbesondere Einleitung von Schadstoffen),
- Emissionen in Luft, Boden und Wasser,

werden hier für die Prozesse der Energiebereitstellung nur die besonders relevanten Luftemissionen berücksichtigt. Feste Abfallstoffe, welche einer Deponierung zuzuführen sind, werden weitestgehend erfasst. Emissionen in Wasser sind auf Grund der schwankenden Datenqualität und durch die im wesentlichen durch Verbrennungsprozesse gekennzeichneten Energiewandlungsprozesse nicht bilanziert. Die in der Sachbilanz ermittelten Emissionen werden auf eine funktionale Einheit bezogen und ausgewiesen.

Diese können, wie z.B. in der Ökobilanz vorgesehen, mittels einer Wirkungsabschätzung, im Hinblick auf die verschiedenen Wirkungen auf die Umwelt, Wirkungskategorien zugeordnet werden. Dies erfolgt mit Hilfe stoffspezifischer Faktoren, welche die Wirkung eines Stoffes in Relation zu seiner Referenzsubstanz beschreibt. Hierdurch können relevante Sachbilanzgrößen über ihre Wirkungskategorien zu gemeinsamen Einheiten (sog. Umwelt-Wirkungskategorien) zusammengefasst werden. Zu diesen Umwelt-Wirkungskategorien zählen u.a.:

- Eutrophierungspotenzial (EP),
- Ozonabbaupotenzial (ODP),
- Treibhauspotenzial (GWP),
- Versauerungspotenzial (AP),
- Human und Terrestrisches Ökotoxizitätspotenzial,
- Sommer- und Wintersmog.

Da bei der Energiebereitstellung maßgeblich umweltrelevante Luftemissionen, wie z.B.

- Kohlendioxid,
- Kohlenmonoxid,
- Methan,
- Stickoxid,
- Schwefeldioxid,
- Distickstoffmonoxid und
- Staub

auftreten und diese Emissionen zumeist unter verschiedene Wirkungskategorien fallen, ist eine Zusammenfassung dieser Stoffgruppen in Wirkungskategorien wenig sinnvoll. Nur Kohlendioxid, Methan und Distickstoffmonoxid werden durch ihr entsprechendes Kohlendioxidäquivalent zu dem Treibhauspotenzial in Bezug auf 100 Jahre<sup>1</sup> (GWP 100) zusammengefasst (s. Tabelle 4.1).

**Tabelle 4.1** Treibhausgaspotenziale im Bezug auf Kohlendioxid mit einem Zeithorizont von 100 Jahren /42/

CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	CF <sub>4</sub> <sup>a</sup>	C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>
1	21	310	6.300	12.500

<sup>a</sup> Tetrafluormethan (CF<sub>4</sub>) und Hexafluorethanemissionen (C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>) werden in der Aluminiumschmelzflusselektrolyse während des unerwünschten Anodeneffekts freigesetzt

Hierdurch begrenzen sich die umweltlichen Bewertungsgrößen des in dieser Arbeit vorgestellten Modells der Energiebereitstellung auf

- Treibhauspotenzial,
- Kohlenmonoxid,
- Stickoxid,
- Schwefeldioxid und
- Staub.

Prinzipiell besteht auch die Möglichkeit, die verschiedenen Schadstoffe mittels stoffspezifischer Faktoren bezüglich einer

- *verringerten Lebenserwartung* (Mortalitätsrisiko<sup>2</sup>) oder einer
- *Lebenszeit mit beeinträchtigter Gesundheit* (Morbiditätsrisiko)

<sup>1</sup> Gelegentlich wird das Treibhauspotenzial in Bezug auf 20 oder 500 Jahre bestimmt, wobei die klimarelevanten Gase auf Grund verschiedener Verweilzeiten in den oberen Schichten der Atmosphäre dann andere Treibhauspotenziale aufweisen.

<sup>2</sup> häufig auch als 'years of lost life' (YOLL) bezeichnet

zu gewichten und stark aggregiert zusammenzufassen (vergl. /49/). Allerdings ist bisher noch kein Wichtungsfaktor für Kohlenmonoxid bekannt.

Eine weitere Möglichkeit, umweltrelevante Stoffe zu einer Bewertungsgröße zusammenzufassen, besteht in der Monetarisierung ihrer externen Effekte. Bei diesen sogenannten 'Externen Kosten' handelt es sich um gesamtgesellschaftliche Kosten, welche nicht in die betriebswirtschaftlichen (internen) Kosten eingegangen sind. Als problematisch erweisen sich jedoch die verschiedenen methodischen Vorgehensweisen /56/ und auch die je nach Studie stark schwankenden Aussagen über die externen Kosten, insbesondere bei der Stromerzeugung aus Kernenergie.

### 4.3 Ökonomische Bewertungsgrößen

Mittels ökonomischer Bewertungsgrößen lässt sich die Wirtschaftlichkeit und somit das marktwirtschaftliche Potenzial von Energieumwandlungsprozessen beschreiben. Insbesondere bei anstehenden Neuinvestitionen sind umfangreiche Untersuchungen der verschiedenen Varianten erforderlich. Dabei sind Optimierungen hinsichtlich technischer, ökologischer und ökonomischer Randbedingungen erforderlich, was bei einer detaillierten Betrachtung den Umfang dieser Arbeit sprengen würde. Bei der Berechnung verschiedener Szenarien der Energiebereitstellung lassen sich spezifische Energiekosten als 'screening-indicator' nutzen, um Aussagen bezüglich der wirtschaftlichen Durchführbarkeit verschiedener Energiebereitstellungsprozesse zu treffen.

Die Verfahren der Investitionskostenrechnung lassen sich grundsätzlich in statische und dynamische unterteilen. Da statische Verfahren nur bei kurzen Einsatzzeiten sinnvoll sind, bieten sich auf Grund langer Nutzungszeiten in der Energiewirtschaft für die Investitionskostenrechnung nur dynamische Verfahren an.

Die spezifischen Kosten eines Energieumwandlungssystems oder -transportsystems können allgemein nach Gleichung (4.3) als Summe der einzelnen Kostenanteile geschrieben werden

$$x = x_{Inv} + x_{Br} + x_{Pers} + x_E + x_H \quad (4.3)$$

Bei der Betrachtung eines Kraftwerkssystems zur Stromerzeugung bezeichnet hierbei

$x$	spezifische Stromerzeugungskosten	[€/kWh]
$x_{Inv}$	kapitalabhängige Kosten	[€/kWh]
$x_{Br}$	brennstoffabhängige Kosten	[€/kWh]
$x_{Pers}$	personalabhängige Kosten	[€/kWh]
$x_E$	Entsorgungskosten <sup>a</sup>	[€/kWh]
$x_H$	Kosten für Hilfsstoffe, Betriebsmittel, ...	[€/kWh]



<sup>a</sup> sowohl für den laufenden Betrieb, als auch nach der Nutzungszeit

In diesen betriebswirtschaftlichen Kosten werden externe Kosten der Energieumwandlung oder -bereitstellung nicht berücksichtigt. Bei genauerer Betrachtung der einzelnen relevanten Kostenanteile lassen sich die spezifischen Stromgestehungskosten durch Gleichung (4.4) bestimmen /47/:

$$x = \frac{K_{inv}}{P_0 \cdot T_V} \cdot \frac{\bar{a}}{100} + \frac{k_{Br}}{H_u \cdot \eta} + \frac{n_{Pers} \cdot k_{Pers}}{P_0 \cdot T_V} + x_E + x_H \quad (4.4)$$

Bei den in dieser Gleichung eingeführten Größen handelt es sich im einzelnen um:

$K_{inv}$	leistungsspezifische Investitionskosten	[€/kW <sub>el</sub> ]
$P_0$	el. Nennleistung	[kW <sub>el</sub> ]
$\bar{a}$	Kapitalfaktor <sup>a</sup>	[%/a]
$T_V$	jährliche Volllaststunden	[h/a]
$k_{Br}$	spez. Brennstoffkosten	[€/kg]
$H_u$	unterer Heizwert	[kWh <sub>th</sub> /kg]
$\eta$	elektrischer Netto-Wirkungsgrad <sup>b</sup>	[-]
$n_{Pers}$	Anzahl des Bedienungspersonals	[-]
$k_{Pers}$	durchschn. Kostensatz für Bedienungspersonal	[€/a]

<sup>a</sup> hierin enthalten sind Aufwendungen für die Kapitalabschreibung und -verzinsung, Steuern und Versicherungen

<sup>b</sup> bei geringen Auslastungen ist mit einem mittleren Anlagenwirkungsgrad zu rechnen

Sinnvoll ist eine Untersuchung der oben beschriebenen Vollkostenrechnung der Stromerzeugung hinsichtlich fixer und variabler Kostenanteile. Die fixen Kosten werden maßgeblich durch die Investitionskosten bestimmt<sup>1</sup>. Zu berücksichtigen ist, dass nach der Abschreibung der Anlage kein Kapitaldienst (Rück- und Zinszahlung) mehr zu leisten ist und je nach Kraftwerkstyp die Stromgestehungskosten deutlich zurückgehen. Dies betrifft insbesondere die kapitalintensiven Kernkraftwerke, Wasserkraftanlagen, aber auch Kohlekraftwerke. Allerdings ist auch der Abschreibungszeitraum bei kapitalintensiven Investitionen deutlich länger als z.B. bei Erdgas-GuD Anlagen.

Bei langen Betriebszeiten sind anstehende Investitionen in Hinblick auf variierende Kosten zu untersuchen. Hierzu werden sämtliche anfallende Kosten über die Planungs-, Bau-, Betriebs- und Rückbauzeit mit Zins- und Eskalationsraten auf

<sup>1</sup> Ein Großteil der Personalkosten kann ebenfalls als Fixkosten angesehen werden.

einen Zeitpunkt bezogen. Bei dieser Methode der 'Life-Cycle-Kosten' kann der Gegenwartswert später entstehender variabler Kosten, als auch die Kapitalkosten als Opportunitätskosten, miteinander verglichen werden. Dies ist bei Stromerzeugungsverfahren mit einem hohen Brennstoffkostenanteil und/oder nicht langfristig (> 100 Jahre) gesicherten Reserven von besonderer Bedeutung. Hier sind Sensitivitätsanalysen bezüglich einer Eskalation der Brennstoffkosten mit Hilfe der 'Life-Cycle-Kosten' unverzichtbar.

#### 4.4 Soziale Bewertungsgrößen

Soziale oder auch gesellschaftspolitische Bewertungsgrößen sind aus zahlreichen Feldern abzuleiten und weisen zum Teil einen fließenden Übergang zu den in den Kapiteln 4.1 bis 4.2 dargestellten Bewertungsgrößen auf. Die beispielhaft von Klimaschutz über Versorgungssicherheit, gesellschaftlicher Akzeptanz bis hin zur Gesundheitsgefährdung reichenden sozialen Bewertungsgrößen sind soweit möglich in /56/ zusammengestellt. In der vorliegenden Arbeit werden nur ökologische, ressourcenorientierte und ökonomische Bewertungsgrößen betrachtet. Gesellschaftliche oder soziale Gesichtspunkte bleiben ausgeblendet.

Dies erfolgt vor dem Hintergrund, dass für die vielfältigen sozialen Bewertungsgrößen objektive Wichtungen kaum möglich sind. Selbst unter Fachleuten stellt sich eine große Spannbreite an Auswertungen aus sozialen Bewertungsgrößen ein. Als exemplarisches Beispiel dient in diesem Zusammenhang der am 7. Juli 2002 von der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages vorgestellte Bericht: *„Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“* /12/. Dieser 673 Seiten umfassende Bericht zeigt neben der großen Bandbreite verschiedener zukünftiger deutscher Energieversorgungsstrukturen, vor allem den Disput bei der Bewertung einiger regenerativer Energieträger und der Kernenergie auf.

## 5 Allokation der Strombereitstellung

Der große Strombedarf der Aluminiumelektrolyse hat bei der Gesamtbetrachtung der Primäraluminiumherstellung einen entscheidenden Einfluss. Demnach kommt der Bilanzierung der Stoffströme der Strombereitstellung große Bedeutung zu. Entscheidend ist jedoch die Allokation, bzw. Identifizierung, des relevanten strombereitstellenden Systems für die Aluminiumelektrolyse.

In den letzten Jahren sind verschiedene wissenschaftliche Arbeiten (u.a. /21, 41, 61, 64/) über den Primärenergieverbrauch und die Emissionen der Aluminiumherstellung durchgeführt worden. Ein wesentlicher Unterschied dieser Arbeiten liegt in der Methodik der Allokation des strombereitstellenden Systems für die Aluminiumelektrolysen. Die verschiedenen Methoden können dabei, je nach Untersuchungsobjekt, zu gravierenden Differenzen führen. In diesem Kapitel werden die Anforderungen und die möglichen Methoden der Allokation des strombereitstellenden Systems für Aluminiumelektrolysen vorgestellt. Abschließend wird anhand des Beispiels der Primäraluminiumherstellung in Deutschland die Eignung verschiedener Allokationsverfahren vorgestellt.

### 5.1 Anforderungen an das Allokationsverfahren

Zu den Anforderungen an das Allokationsverfahren der Strombereitstellung der Aluminiumelektrolyse zählt:

1. **Eine 'verursachungsgerechte' oder 'ursächliche' Identifizierung des Strombereitstellungssystems vorzunehmen;**

Zwar ist eine naturwissenschaftlich belastbare Begründung für die Herkunft bezogener elektrischer Energie aus einem Verbundnetz nicht möglich, aber einige Erzeugungssysteme elektrischer Energie sind sachlich begründet auszuschließen. Durch die Stromentnahme auf der Hochspannungsebene tragen dezentrale Stromerzeugungsverfahren (z.B. zahlreiche regenerative Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen) infolge ihrer Netzeinspeisung auf Mittelspannungsebene oder darunter nicht für die Stromversorgung von Aluminiumelektrolysen bei. Ebenso sind Kraftwerke der Mittel- und Spitzenlast wegen ihres geringen Gleichzeitigkeitsgrades (s. Kapitel 5.2.2) und aus ökonomischen Gründen nicht an dem Bandstrombezug von Aluminiumelektrolysen beteiligt.

2. **Eine Bilanzierungsmethodik mit der notwendigen zeitlichen Stabilität anzuwenden;**

Hier ist zu beachten, dass das Allokationsverfahren nur eine geringe zeitliche Sensibilität aufweist, damit die Bilanzierungsergebnisse eine gewisse zeitliche Aussagekraft erhalten.

3. **Den notwendigen Arbeitsaufwand zu beachten, unter Berücksichtigung hinreichender Datengenauigkeit;**

Hier gilt es, die Abwägung zwischen der geforderten Genauigkeit und dem hierfür erforderlichen Arbeitsaufwand zu treffen.

Diese oben genannten Eigenschaften sind gewährleistet, wenn einer der im Folgenden aufgezählten Fälle vorliegt:

- Der Eigner der Primäraluminiumelektrolyse ist ebenfalls Eigner eines in der Nähe befindlichen Grundlast-Kraftwerks<sup>1</sup>.
- Die Stromversorgung aus einem einzelnen (oder einigen wenigen) Kraftwerk(en) unter Ausschluss eines Verbundnetzes, erfolgt (sogenannte Inselanlage, z.B. in Surinam)<sup>2</sup> oder
- der Strommix des Landesverbundnetzes von einem Primärenergieträger dominiert wird (monostrukturiert). Dominiert ein Energieträger mit mehr als ~70% die Stromerzeugung eines Landes, so kann dieser Energieträger mit hinreichender Genauigkeit für die Bilanzierung der Primäraluminiumherstellung verwendet werden. Als Beispiel sind acht monostrukturierte Länder in Tabelle 5.1 dargestellt, welche immerhin 27% der weltweiten Primäraluminiumproduktion repräsentieren.

---

<sup>1</sup> Dies ist jedoch immer seltener der Fall, da sich die Aluminiumhersteller verstärkt auf ihre Kernkompetenzen zurückziehen und den Strom lieber von einem EVU beziehen.

<sup>2</sup> Dies ist meist nur im Fall von Wasserkraftanlagen möglich, da thermische Kraftwerke regelmäßigen Revisionszeiten unterliegen.

**Tabelle 5.1** Primäraluminiumproduzierende Staaten mit einer monostrukturierten Stromerzeugung in der Reihenfolge ihrer Abhängigkeit 1997 /33, 36/

Land	Energieträger	Anteil an der Stromversorgung
Bahrain	Erdgas	100%
Norwegen	Wasserkraft	99,4%
Brasilien	Wasserkraft	93,3%
Island	Wasserkraft	93,2%
Südafrika	Steinkohle	92,9%
Australien	Kohle	80,1%
Frankreich	Kernkraft Wasserkraft	79,3% 12,5%
Venezuela	Wasserkraft	76,3%

In allen sonstigen Fällen ist die Identifizierung der Strombereitstellung physikalisch nicht einwandfrei möglich und wirft methodische Fragen auf. Insbesondere beim Strombezug der Elektrolyse aus einem weiträumigen Verbundnetz bestehen verschiedene Methoden, die Strombereitstellung zu allokiieren. Sie unterscheiden sich durch ihre Verursachungsgerechtigkeit, den erforderlichen Arbeitsaufwand, ihrer zeitlichen Stabilität und ihrer Genauigkeit. Durch die physikalische Unschärfe des Strombezugs aus Verbundnetzen gibt es kein 'genaues' oder 'richtiges' Verfahren sondern nur mehr oder weniger belastbare Methoden.

## 5.2 Methodische Vorgehensweisen

Die möglichen Methoden zur Bilanzierung der Strombereitstellung für Aluminium-elektrolysen, die hierfür erforderliche Vorgehensweise bzw. der betrachtete Bilanzraum (vergl. Abb. 3.7) und die jeweiligen Vor- und Nachteile werden im Folgenden erläutert.

### 5.2.1 Transnationale Verbundmixe

Transnationale Verbundnetze bilden die Gesamtheit der Stromerzeugung über mehrere Länder hinweg ab. Als Beispiel seien hier die europäischen Verbünde UCTE (Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie) und NORDEL (Organization for Nordic Power Cooperation) genannt.

Vorteilhaft ist die einfache Anwendbarkeit, da hierzu bereits verlässliche Daten vorliegen, z.B. in /23/. Durch den vorliegenden großen Bilanzraum (z.B.: UCTE zwanzig Staaten und NORDEL vier Staaten) erweist sich diese Methodik als ausgesprochen zeitstabil.

Derartig große Versorgungsgebiete weisen jedoch Nachteile in der Genauigkeit der Bilanzierung auf, da nationale oder regionale Unterschiede unberücksichtigt bleiben. So zeigt der Strombedarf deutscher Aluminiumelektrolysen wohl kaum einen ursächlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugung in Portugal oder Griechenland. Auch die zeitliche Übereinstimmung (Gleichzeitigkeit) der Netzlast des Verbundmixes und der Lastcharakteristik der Aluminiumelektrolyse ist nicht gewährleistet (s. Kapitel 5.2.2).

### 5.2.2 Landesverbundmixe

Bei einem Landesverbundmix bilden die nationalen Grenzen den Bilanzraum, innerhalb dessen die auftretenden Stoffströme der gesamten Stromerzeugung eines Jahres bilanziert werden.

Für diese Bilanzierung liegen für verschiedene Länder bereits Daten vor /43, 57, 64/ oder sie müssen aus statistischen Werken, z.B. /28 bis 39/, berechnet werden. Die zeitliche Stabilität ist bei dieser Vorgehensweise gewährleistet, wobei diese hin zu kleineren Bilanzräumen abnimmt.

Methodische Bilanzierungsprobleme treten auf, wenn in einem Land nennenswert Strom aus KWK-Anlagen erzeugt wird oder der Stromimport im zweistelligen %-Bereich liegt, z.B. in Italien. Bezüglich einer standortbezogenen Bilanzierung kann hier, wenn auch nicht so stark ausgeprägt wie bei transnationalen Netzen, eine ungleichförmige geografische Verteilung der Aluminiumelektrolysen oder der Kraftwerke zu Ungenauigkeiten führen. Dies betrifft vor allem große Flächenstaaten (z.B. Russland und USA). So liegt in den USA 39% der Elektrolyse-Kapazität im nordwestlichen Bundesstaat Washington und 31% am Ohio Fluss /61/ gebündelt vor, was in diesem Fall für eine Regionalisierung der Bilanzierung spricht.

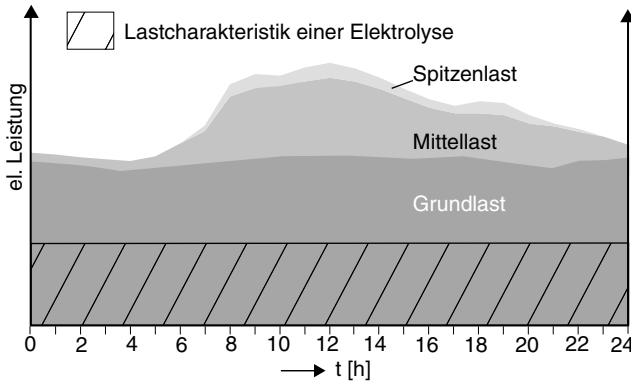
Ebenso wie bei transnationalen Verbundmixen wirkt sich die fehlende zeitliche Kongruenz der Lastverläufe eines Verbundnetzes und einer Aluminiumelektrolyse nachteilig aus. Die zeitliche Übereinstimmung einzelner Kraftwerkssysteme zu dem Leistungsbedarf von Elektrolysen läßt sich durch einen Gleichzeitigkeitsfaktor  $gf$  ausdrücken. Dieser wird vereinfacht durch das Verhältnis der Jahresvolllaststundenzahl des Kraftwerkssystems  $T_{KW,i}$  zu der der Aluminiumelektrolyse bestimmt<sup>1</sup>:

---

<sup>1</sup> Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist eine statistische Kenngröße, welche die Wahrscheinlichkeit der Lastabdeckung von Elektrolysen durch bestimmte Kraftwerke ausdrückt.

$$gf_i = \frac{T_{KW,i}}{T_{Elektrolyse}} \quad (5.1)$$

Bei einer Jahresvollaststundenzahl der Elektrolyse<sup>1</sup>  $T_{Elektrolyse}$  von nahezu 8760 h/a erreichen nur Grundlastkraftwerke einen Gleichzeitigkeitsfaktor von fast  $gf_i = 1$ . Abb. 5.1 zeigt deutlich die Gleichzeitigkeit des qualitativen Leistungsbedarfs der Elektrolyse mit denen von Grundlastkraftwerken, wohingegen die Strom-



**Abb. 5.1** Qualitativer Lastverlauf eines elektrischen Verbundnetzes eines Tages im Vergleich zu einer Aluminiumelektrolyse

erzeugung aus Kraftwerken der Spitzen- und Mittellast mit Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen  $gf = 0,1$  bis  $0,5$  kaum den Leistungsbedarf von Elektrolysen decken.

### 5.2.3 Landesgrundlastmix

Die Problematik der Gleichzeitigkeit kann durch den Landesgrundlastmix berücksichtigt werden. Hierzu werden ausschließlich die Grundlastkraftwerke eines Landes bilanziert, d.h. Kraftwerke, welche tageszeitliche oder saisonale Schwankungen eines Netzes ausgleichen, bleiben unberücksichtigt. Zu den Grundlastkraftwerken zählen auf Grund ihrer niedrigen laufenden Betriebskosten immer Wasserkraftanlagen sowie Kern- und Braunkohlekraftwerke. Welche fossilen Energieträger (Steinkohle, Erdgas oder Öl) daneben in der Grundlast eingesetzt werden, hängt von den nationalen oder regionalen Gegebenheiten ab.

<sup>1</sup> Aluminiumelektrolysen werden im Fall eines störungsfreien Betriebes mehrere Jahre durchgängig betrieben.

Vorteilhaft bei dieser Methodik ist, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor nahezu Eins beträgt und die zeitliche Stabilität des Bilanzierungsverfahrens gewährleistet ist. Daneben treten keine Bilanzierungsprobleme durch eventuelle KWK-Systeme<sup>1</sup> und Stromimporte auf.

Nachteilig kann der erhöhte Bilanzierungsaufwand sein und die bestehende ungleichförmige geografische Verteilung der Aluminiumelektrolysen oder auch der Kraftwerke im Fall großer geografischer Bilanzräume.

#### **5.2.4 Regionaler Grundlastmix**

Durch eine regionale Differenzierung des Landesgrundlastmixes bleiben die in Kapitel 5.2.3 aufgezeigten Vorteile erhalten, zuzüglich der Berücksichtigung regionaler Standortverteilungen.

Als problematisch erweist sich die Festlegung des Bilanzraumes. Dies sollte unter dem Gesichtspunkt der Datenverfügbarkeit erfolgen, die sich gewöhnlich schwieriger gestaltet als bei dem Landesgrundlastmix. Durch die Betrachtung kleinerer Bilanzräume kann die zeitliche Stabilität abnehmen. Ist der Bilanzraum des regionalen Grundlastmixes intensiv mit einem Verbundnetz verknüpft, stellt sich wieder das Problem der Import- und Transittieferungen<sup>2</sup>.

#### **5.2.5 Vertragsmix**

Der Vertragsmix, auch Contractmix genannt, erlaubt die ursächliche Abbildung des Zusammenhangs zwischen Stromerzeugung und Verbrauch. Basis dieser Methodik bildet die vertragliche Beziehung der beteiligten Parteien. Die Bilanzierung erfolgt über die nationalen Grundlastkraftwerke des vertraglichen Stromerzeugers.

Dieses Verfahren stellt die höchste Verursachungsgerechtigkeit zwischen Stromerzeugung und -nutzung sicher, da jedem Stromverbraucher neben den wirtschaftlichen auch die ökologischen Folgen seines Strombezugs<sup>3</sup> allokiert werden können. Die Gleichzeitigkeit zwischen Stromerzeugung und -verbrauch ist über die Berücksichtigung der Grundlastkraftwerke des Stromlieferanten gewährleistet.

Ungenauigkeiten in der Bilanzierung können sich in liberalisierten Strommärkten ergeben. So kann eine eventuelle Strombeschaffung des Aluminiumherstellers am freien Markt (z.B. an einer Strombörse) schwerlich bilanziert werden. Der

---

<sup>1</sup> Die Wärmeauskopplung großer zentraler thermischen Grundlastkraftwerke ist eher die Ausnahme und falls dies vorkommt, zeitlich meist auf die Heizperiode beschränkt.

<sup>2</sup> Diese werden nur schwer zu bestimmen sein, da es sich zumeist um vertrauliche Unternehmensdaten handelt.

<sup>3</sup> Dies kann zu Marketingmaßnahmen genutzt werden, z.B. durch die Werbung mit dem Hinweis, besonders umweltfreundlichen Strom bei der Aluminiumerzeugung genutzt zu haben.



Strombeschaffung am Markt kann sich auch der Stromlieferant bedienen, wobei dieser zumeist das Bestreben hat, seine eigenen Kraftwerke auszulasten<sup>1</sup>.

### 5.2.6 Marginaler Strommix

Der Vollständigkeithalber wird hier der sogenannte 'Marginale Strommix' aufgezählt. Hierbei wird der zusätzliche Strommix bilanziert, der sich im Fall eines 'marginalen' Strommehrbedarfs einstellt. Diese Methodik eignet sich jedoch nicht für die Bilanzierung bestehender Systeme, sondern nur für den Fall eines Ausbauszenarios mit einem entsprechenden Strommehrbedarf und dem Ausschluss von Überkapazitäten in der Grundlaststromerzeugung.

## 5.3 Diskussion der Allokationsverfahren

Nach der Betrachtung der verschiedenen methodischen Ansätze zur Bilanzierung der Versorgungsstrukturen von Aluminiumelektrolysen sind neben dem marginalen Mix grundsätzlich alle o.g. Bilanzierungsansätze geeignet. Die Wahl der geeigneten Bilanzierungsmethode muss sich nach der jeweiligen Fragestellung und der Verbraucherstruktur richten. Als Hilfestellung sind in Tabelle 5.2 die in Kapitel 5.2 vorgestellten Methodiken qualitativ gegenübergestellt.

**Tabelle 5.2** Qualitative<sup>a</sup> Gegenüberstellung möglicher Bilanzierungsmethoden der Strombereitstellung von Aluminiumelektrolysen

	Verbundmix transnational	Verbundmix national	Grundlastmix national	Grundlastmix regional	Vertragsmix
Gleichzeitigkeit	o/-	o	++	++	++
Verursachungsgerechtigkeit	--	o/-	+/-	+	++
zeitliche Stabilität	++	+	+	+/o	+ bis --
Datenbeschaffung	+	++/+	+/o	+ bis -	+ bis --
KWK-Problematik	--	--	++	++	++
Import-Problematik	o	-	++	+	o

<sup>a</sup> ++ sehr gut, + gut, o befriedigend, - ausreichend, -- ungenügend

<sup>1</sup> Bei dem bilateralen OTC-Handel sind z.B. neben den Transaktions- auch die Durchleitungskosten zu berücksichtigen. Diese betragen auf der Höchstspannungsebene bei RWEnet AG derzeit 0,15 ct/kWh, zuzüglich des Leistungspreises /70/.

Methoden, bei denen die Bilanzierung auf Basis eines Grundlastmixes erfolgt, weisen die höchste Datengenauigkeit hinsichtlich der Kriterien Gleichzeitigkeit und Verursachungsgerechtigkeit auf, wobei der Vertragsmix die höchste Verursachungsgerechtigkeit zeigt. Nachteilig kann bei diesem Verfahren, je nach Untersuchungsfall, die zeitliche Stabilität und auch die Datenermittlung sein. In diesem Punkt zeigen die Verbundmixe ihre Vorteile. Allerdings weisen sie durch die Berücksichtigung von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken und z.T. sehr großer Bilanzräume Ungenauigkeiten in der Bilanzierungen auf.

## 5.4 Beispiel der Allokation der Strombereitstellung

Anhand eines Beispiels der Allokation der Strombereitstellung von Primäraluminiumelektrolysen sollen die Unterschiede o.g. Vorgehensweisen verdeutlicht werden. Als Bilanzraum wird Deutschland mit seinen fünf Aluminiumelektrolysen gewählt. Wegen der geringen Eignung wird auf Verwendung des transnationalen Verbundmixes und des marginalen Mixes verzichtet.

In Tabelle 5.3 ist für die betrachteten Methoden der Allokation die Zusammensetzung der Energieträgerstruktur im Jahr 1997 gegeben.

**Tabelle 5.3** Energieträgerstruktur verschiedener Bilanzierungsmethoden der Strombereitstellung der Aluminiumelektrolysen in Deutschland 1997

	Verbundmix national	Grundlastmix national	Grundlastmix regional (NRW und Hamburg) <sup>a</sup>	Vertragsmix
Kernkraft	31%	51,1%	34%	53,5%
Steinkohle	26%	-	-	-
Braunkohle	25,8%	42,6%	64%	44,5%
Erdgas	8,7%	-	-	-
Wasserkraft	3,8%	6,3%	2%	2%
Öl	1,1%	-	-	-
Sonstige <sup>b</sup>	3,6%	-	-	-

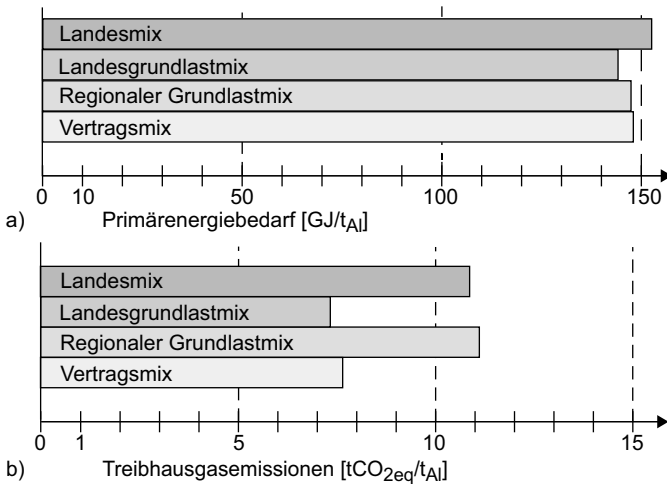
<sup>a</sup> anteilig der Produktionsstandorte

<sup>b</sup> Müll, Wind, Biomasse und Solarstrahlung

Die Methoden, die auf der Allokation durch einen Grundlastmix basieren, weisen in ihrer Energieträgerstruktur ausschließlich Kernkraft, Braunkohle und zu geringen Teilen Wasserkraft auf. Da einer der betrachteten vertragsmäßigen Stromversorger deutschlandweit aktiv ist, weist der Vertragsmix und der nationale Grundlastmix nahezu Übereinstimmung auf. Die Allokation des regionalen Grundlastmixes beruht auf der Bilanzierung der Bundesländer Hamburg, bzw. Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Infolge des Schwerpunktes der Aluminiumher-

stellung in Nordrhein-Westfalen dominiert hier die Braunkohle als Energieträger.

Die Berechnung der strombedingten Energie- und Stoffströme erfolgt mit einem spezifischen Stromverbrauch der deutschen Elektrolysen von  $13,9 \text{ MWh/t}_{\text{Al}}$ . In Abb. 5.2 sind hierzu der spez. Primärenergieaufwand und die Treibhausgasemissionen inklusive der gesamten vorgelagerten Kette der Strombereitstellung für die vier Bilanzierungsverfahren dargestellt.



**Abb. 5.2** Strombedingter spezifischer Primärenergieaufwand und Treibhausgasemissionen verschiedener Bilanzierungsverfahren der Primäraluminiumelektrolysen in Deutschland 1997

Wegen eines vergleichbaren Primärenergieträgermixes aus Kernenergie und Kohle mit elektrischen Wirkungsgraden zwischen  $\eta_{el} = 33\%$  und  $37\%$  weisen alle vier Methoden einen sehr ähnlichen strombedingten Primärenergiebedarf von um die  $150 \text{ GJ/t}_{\text{Al}}$  auf. Deutliche Unterschiede zeigen sich aber bei den Treibhausgasemissionen. Der höhere Anteil der nahezu CO<sub>2</sub>-freien Kernenergie bei dem nationalen Grundlastmix und dem Vertragsmix führen mit etwa  $7,5 \text{ tCO}_{2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  zu wesentlich geringeren Treibhausgasemissionen. Eher zufällig weisen der deutsche Verbund- und der regionale Grundlastmix mit ca.  $11 \text{ tCO}_{2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  ähnlich hohe Emissionen auf.

Dieses Beispiel zeigt die Abweichungen, die durch unterschiedliche Allokationen der Strombereitstellung von Aluminiumelektrolysen erfolgen können. Interessanterweise weisen in diesem Fall der nationale Grundlast- und Vertragsmix eine ähnliche Energieträgerstruktur und somit fast identische Stoff- und Energieströme auf. Dies zeigt, dass in dem Fall einer schwierigen Datenlage bei der Bestimmung des Vertragsmixes mit hinreichender Genauigkeit auf den nationalen Grundlastmix ausgewichen werden kann. Der regionale Grundlastmix bietet sich demnach nur in Flächenstaaten wie den USA oder Russland an.

## 6 Treibhausgasfreisetzungen der Wasserkraftnutzung

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft wird bislang i.A. stoffstromfrei bilanziert. Bei dem Aufstauen von Wasser wird aber Biomasse überflutet, welche durch biochemische Zersetzungsprozesse in Kohlendioxid und Methan umgesetzt wird und in die Atmosphäre freigesetzt werden kann. Die Menge der freigesetzten Treibhausgase ist von zahlreichen Faktoren abhängig und kann je nach Standortbedingung bis zum Faktor 100 variieren. Dies liegt unter anderem daran, dass die Bestimmung der Treibhausgasemissionen nicht durch einfache stöchiometrische Zusammenhänge, wie bei Verbrennungsprozessen, möglich ist.

Maßgeblich werden die Treibhausgasemissionen durch die vorliegenden

- klimatischen Bedingungen,
- Methan-Konzentrationen am Grund des Stausees,

aber auch von den 'technischen' Größen

- installierte Leistung,
- Fläche und
- Volumenstrom (oder alternativ die theoretische Fallhöhe)

bestimmt, welche je nach Standort zeitlich großen Schwankungen unterliegen können.

Seit Anfang der 90er Jahre sind mehrere Messkampagnen in Brasilien, Kanada sowie in Afrika durchgeführt worden<sup>1</sup>. Auf Basis dieser Untersuchungen wurde die Relevanz der einzelnen Einflussfaktoren der Treibhausgasfreisetzung untersucht und ein Modell zu ihrer Berechnung entwickelt (vergl. /15/).

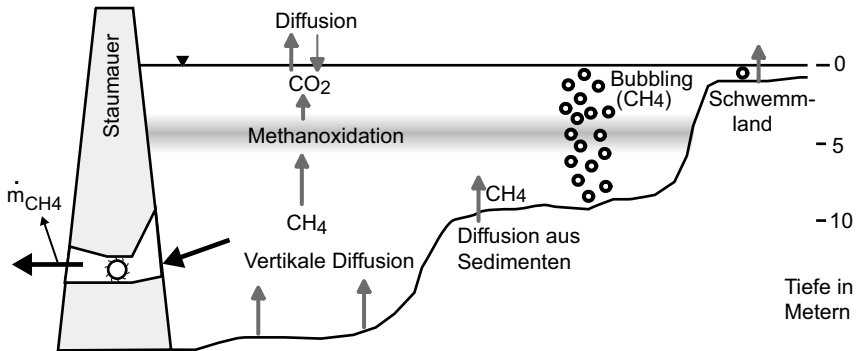
### 6.1 Freisetzungspfade der Treibhausgase

Die Freisetzung der Treibhausgase ist über drei verschiedene Pfade möglich, welche grafisch in Abb. 6.1 dargestellt sind:

---

<sup>1</sup> Eine ausführliche Übersicht dieser Messkampagnen wird in /15/ gegeben.

1. **Gasdiffusion** an der Wasser-Luft-Grenzschicht; hierbei handelt es sich größtenteils um Kohlendioxid, da unter normalen Bedingungen in den oberen zwei bis fünf Metern aerobe Bedingungen vorliegen, unter denen vertikal diffundierendes Methan oxidiert. Bis zu 50% des austretenden Kohlendioxid wurde vorher aus der Atmosphäre eingetragen, was bei der Bewertung der Messergebnisse zu berücksichtigen ist.



**Abb. 6.1** Potenzielle Freisetzungspfade von Treibhausgasen in Stauseen

2. **Bubbling**; hierbei handelt es sich um die Gasfreisetzung durch aufsteigende Gasblasen, was nur in Flachwasserzonen bis maximal 10 Meter Wassertiefe auftritt. Die Gasblasen bestehen zu rund 80% aus Methan, was an der erheblich besseren Löslichkeit von Kohlendioxid, im Vergleich zu Methan, in Wasser liegt [24]. Als Ursache des Bubbling gelten anaerobe Zersetzungsprozesse am Grund des Reservoirs.
3. **Gasfreisetzung durch das aus der Turbine austretende Wasser**; ein Stausee weist nach etwa zwei bis drei Jahren eine charakteristische Schichtung auf. Mit zunehmender Tiefe und sinkender Sauerstoffkonzentration steigt die Methankonzentration, wobei diese an der anaeroben Grenzschicht sprunghaft ansteigt<sup>1</sup>. Das aus dem Turbinenauslass ausströmende Wasser weist dabei die Methankonzentration der am Fuß der Staumauer vorliegenden Wassersäule auf. Dieses Methan wird bei Umgebungsdruck fast vollständig freigesetzt.

<sup>1</sup> In der aeroben Schicht liegen nur minimale Methankonzentrationen vor.

## 6.2 Einflussfaktoren der Treibhausgasfreisetzung

Für eine Abschätzung der Treibhausgasemissionen ist die Kenntnis der relevanten Einflussfaktoren erforderlich. Dabei handelt es sich um

- die **Masse der gefluteten Biomasse**<sup>1</sup> sowie
- dem **Kohlenstoffgehalt der Biomasse** (Böden weisen z.T. stark unterschiedliche Kohlenstoffkonzentrationen auf), woraus das maximal freisetzbare Potenzial bestimmt werden kann;
- die **Beschaffenheit der Biomasse**, womit die Abbaubarkeit in einem bestimmten Zeitraum definiert wird (Gräser werden deutlich schneller zersetzt als Baumstämme);
- der **Treibhausgasemissionen vor der Flutung**, was für die Bestimmung des Nettoeffektes von Bedeutung ist (manche Flächen sind vor einer Flutung Kohlendioxidseen, z.B. Wald, während andere Treibhausgasquellen sind, z.B. Sümpfe und Moore);
- den **Anteil der Biomasse, der anaerob zu Methan und aerob zu Kohlendioxid zersetzt wird**, welcher durch
  - das Alter (zu Beginn einer Flutung werden sehr große Mengen Methan freigesetzt, da stark anaerobe Bedingungen vorliegen),
  - die Relieferung (nur in Flachwasserzonen können nennenswerte Methanemissionen durch Bubbling auftreten),
  - die Hydrodynamik des Reservoirs (saisonale Fluktuationen und Verweilzeit des Wassers) und
  - klimatische Bedingungen, Wind und Temperatur bestimmt wird;
- die **flächenspezifische Stromproduktion der Wasserkraftanlage**, welche einerseits durch das Verhältnis der gefluteten Fläche zur installierten Leistung und andererseits durch die Volllaststundenzahl bestimmt wird. Flache Stauseen weisen durch ihren größeren Biomassegehalt und größeren Anteil an Flachwasserzonen höhere Treibhausgasemissionen auf.

---

<sup>1</sup> Hierbei handelt es sich um die geflutete Vegetation, die durch Zuflüsse eingetragene Biomasse und durch Fotosynthese gebildete Biomasse. Diese Größen sind stark standortabhängig.

### 6.3 Modell der Treibhausemissionen

Mit der Kenntnis der Funktion dieser Einflussfaktoren wird ein Modell zur näherungsweise Bestimmung der Treibhausgasemissionen entwickelt. Es handelt sich um ein allgemein anzuwendendes Modell, welches spezielle Standortbedingungen ausblendet und als bedeutendstes Entscheidungskriterium die klimatischen Bedingungen heranzieht. Die weiteren erforderlichen Daten stammen entweder aus Messungen oder liegen als statistische Daten vor.

Die Berechnung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen in  $\text{g/kWh}_{\text{el}}$  über einen Zeitraum 100 Jahren erfolgt nach der Formel

$$m_{\text{CO}_2} = \frac{m_{\text{Bio}} \cdot y_{\text{C}} \cdot y_{\text{Z}} \cdot y_{\text{CO}_2} \cdot A}{P \cdot \eta \cdot 100a \cdot 8760 \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot z} \cdot 3, \bar{6}, \quad (6.1)$$

und, fast analog, für die Methan-Emissionen nach folgender Gleichung

$$m_{\text{CH}_4} = \frac{m_{\text{Bio}} \cdot y_{\text{C}} \cdot y_{\text{Z}} \cdot y_{\text{CH}_4} \cdot A}{P \cdot \eta \cdot 100a \cdot 8760 \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot z} \cdot 1, 3 + \frac{\dot{V} \cdot c_{\text{CH}_4} \cdot y_{\text{CH}_4, \text{T}}}{P \cdot \eta \cdot z}, \quad (6.2)$$

wobei die Gleichungen (6.1) und (6.2) folgende Größen beinhalten:

$m_{\text{Bio}}$	flächenspezifische Masse der gefluteten Biomasse	$[\text{t}/\text{km}^2]$
$y_{\text{C}}$	Kohlenstoffgehalt der Biomasse	$[-]$
$y_{\text{Z}}$	Teil der Biomasse, der im Betrachtungszeitraum zersetzt wird	$[-]$
$y_{\text{CO}_2}$	Anteil des Kohlenstoffs, der in Kohlendioxid umgesetzt wird	$[-]$
$y_{\text{CH}_4}$	Anteil des Kohlenstoffs, der in Methan umgesetzt wird	$[-]$
$A$	geflutete Fläche	$[\text{km}^2]$
$P$	installierte Leistung	$[\text{kW}]$
$\eta_{\text{el}}$	el. Wirkungsgrad	$[-]$
$z$	Auslastung	$[-]$
$\dot{V}$	Volumenstrom durch die Turbinen	$[\text{m}^3/\text{s}]$
$c_{\text{CH}_4}$	Methan-Konzentration des Wassers vor der Turbine	$[\text{mg}/\text{l}]$
$y_{\text{CH}_4, \text{T}}$	Anteil des Methans, der hinter der Turbine freigesetzt wird	$[-]$

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen beruht auf der Abschätzung des gefluteten und umgesetzten Biomasseinventars. Die wesentlichen Größen und ihr Zusammenwirken in den oben aufgeführten Gleichungen sind grafisch in Abb. 6.2 dargestellt.





Zu den großen Einflussfaktoren in der Modellrechnung zählt das Verhältnis der gefluteten Fläche zur installierten Leistung. So weisen tiefe Stauseen durchweg geringere Emissionen gegenüber flachen Seen auf.

Den größten Beitrag zu den Treibhausgasemissionen liefern die Methan-Emissionen des aus der Turbine austretenden Wassers. Diese liegen in borealen Regionen bei 55% und dominieren in tropischen Regionen mit 85% der gesamten Treibhausgasemissionen. Hierdurch kann trotz des einfachen und sehr allgemeinen Modellansatzes von einer befriedigenden Datenqualität ausgegangen werden, da die hier durchgeführten Berechnungen maßgeblich von den 'technischen' Größen

- installierte Leistung,
- Fläche,
- Volumenstrom (oder alternativ die theoretische Fallhöhe) und
- Methan-Konzentrationen am Fuß des Stausees

bestimmt werden.

Im Vergleich zu fossil gefeuerten Kraftwerken betragen die Treibhausgasemissionen von Wasserkraftanlagen in tropischen Regionen etwa ein Fünftel von Steinkohlekraftwerken und rund 60% von Erdgas-GuD Kraftwerken. Bei sehr ungünstigen Bedingungen, d.h. einem sehr flachen Stausee unter tropischen Bedingungen, können die Treibhausgasemissionen auch die eines Steinkohlekraftwerkes erreichen. In borealen Regionen liegen die Treibhausgasemissionen der Wasserkraftnutzung deutlich unter denen von fossilen Kraftwerken (s. Tabelle 6.1). Obwohl dieser bedeutende globale Effekt in den meisten wissenschaftlichen Arbeiten ausgeblendet wird<sup>1</sup>, ist es im Rahmen einer ganzheitlichen Bilanzierung und in Folge der großen Bedeutung der Wasserkraftnutzung bei der Primäraluminiumerzeugung unerlässlich, diese Emissionen zu berücksichtigen.

---

<sup>1</sup> In dem IPCC-Bericht von 2001 wird zwar die Problematik erkannt, aber keine konkrete Vorgehensweise zur Lösung des Problems genannt.

## 7 Anwendung des Energiemodells auf die Aluminiumherstellung

In diesem Kapitel werden mit dem Modell der Energiebereitstellung für Metallherstellungsprozesse vier Szenariorechnungen durchgeführt. Anhand dieser vier Beispiele wird die Praktikabilität des Energiemodells gezeigt.

Szenarien bilden die Basis für das Aufzeigen von Handlungsoptionen, z.B. für die Ausgestaltung einer ressourcenschonenden Herstellung metallischer Rohstoffe. Sie beschreiben anhand von Randbedingungen mögliche Situationen in der Zukunft, welche durch verschiedenste Einflussfaktoren hervorgerufen werden. Durch die Variation dieser Einflussfaktoren oder auch Randbedingungen ist die Abbildung unterschiedlicher Szenarien möglich. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Szenarien niemals die Zukunft exakt prognostizieren, aber zumindest die komplexe Dynamik technischer, ökonomischer und ökologischer Entwicklungen qualitativ aufzeigen.

Bei den hier durchgeführten Szenarien handelt es sich um *explorative* Szenarien, welche basierend auf einem Ist-Zustand stets eine vorwärtsgewandte Entwicklungsmöglichkeit darstellen<sup>1</sup>. Ausgehend von dem Ist-Zustand in dem Basisjahr wird zunächst in einem *Referenzszenario* die plausible Entwicklung in dem Zieljahr beschrieben. Neben dieser *business-as-usual* Entwicklung können die Potenziale der Ressourcenschonung unter Nutzung der besten verfügbaren Technik aufgezeigt werden. Die Methodik der Prozesskettenanalyse erlaubt dabei die Identifikation der Prozesse mit den größten Verbesserungspotenzialen im Hinblick auf die Ressourcenschonung. Der Schwerpunkt der hier durchgeführten Szenarien liegt in der Energiebereitstellung für Primäraluminiumelektrolysen.

Im 1. Beispiel erfolgt eine Untersuchung der globalen Treibhausgasfreisetzen und des Primärenergieeinsatzes der Primäraluminiumherstellung. Wegen der großen Bedeutung der Strombereitstellung bei dem Elektrolyseprozess der Aluminiumherstellung wird in diesem Szenario der Ressourcenverzehr infolge des Strombedarfs betrachtet.

In dem 2. Beispiel wird die Ressourceninanspruchnahme (hinsichtlich Primärenergie und Treibhausgase) des Aluminiumeinsatzes im Leichtverpackungsbe-

<sup>1</sup> Im Gegensatz hierzu nehmen *antizipative* Szenarien das Ergebnis einer Entwicklung oder den zukünftigen Zustand vorweg und analysieren rückwärtsgewandte Entwicklungen, die zum Erreichen dieses Zustandes erforderlich sind.

reich in Deutschland von 1997 bis 2010 analysiert. Hierbei wird die erwartete Entwicklung (business-as-usual) mit dem Fall verglichen, dass die vorhandenen technischen Potenziale bis 2010 ausgeschöpft werden.

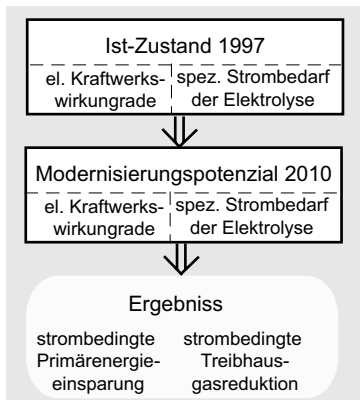
Die energiebedingte Ressourceninanspruchnahme des Aluminiumeinsatzes im Verkehrssektor in Deutschland bis 2040 wird im **3. Beispiel** untersucht. In diesem vom Zeitrahmen sehr ambitionierten Szenario wird maßgeblich der Frage nachgegangen, wie und unter welchen Bedingungen eine stark wachsende heimische Aluminiumnachfrage global zu decken ist.

Abschließend wird mit einem **4. Beispiel** in einer länderbezogenen Standortanalyse die Möglichkeit des Ausbaus der Primäraluminiumerzeugung in Surinam untersucht. Den Schwerpunkt dieser Untersuchung bildet die Analyse einer optimalen Stromversorgungsstruktur hinsichtlich technischer, ökologischer und ökonomischer Gesichtspunkte.

## **7.1 Strombedingte Minderungspotenziale der Primäraluminiumherstellung**

Die begrenzte Reichweite der vom Menschen in Anspruch genommenen Ressourcen erfordern den schonenden Umgang unserer Ressourcen. Ohne einschneidenden Verzicht heutiger aber auch zukünftiger Nutzer ist der wachsende Bedarf der Ressourceninanspruchnahme nur durch wesentlich effizientere Umwandlungsprozesse und Nutzung zu erreichen. Anhand dieses Beispiels werden die derzeitigen vorhandenen technischen Potenziale der Ressourcenschonung bei dem Prozess der Primäraluminiumherstellung, insbesondere im Hinblick auf den Strombedarf des Elektrolyseprozesses, aufgezeigt.

Wegen der großen Bedeutung des Strombedarfs der Aluminiumelektrolyse für den gesamten Prozess der Primäraluminiumherstellung wird die zeitliche Entwicklung des Strombedarfs der Elektrolysen, der Wirkungsgrade der Kraftwerke und der hieraus resultierende Primärenergieverbrauch untersucht. Anschließend wird, ausgehend von der globalen strombedingten Ressourceninanspruchnahme der weltweiten Primäraluminiumherstellung im Jahr 1997, das bestehende energetische Modernisierungspotenzial mit dem Zeithorizont 2010 untersucht. Als Bewertungsgrößen dienen die Primärenergieinanspruchnahme und die energiebedingten Treibhausgasemissionen infolge des Strombedarfs des Elektrolyseprozesses (s. Abb. 7.1).

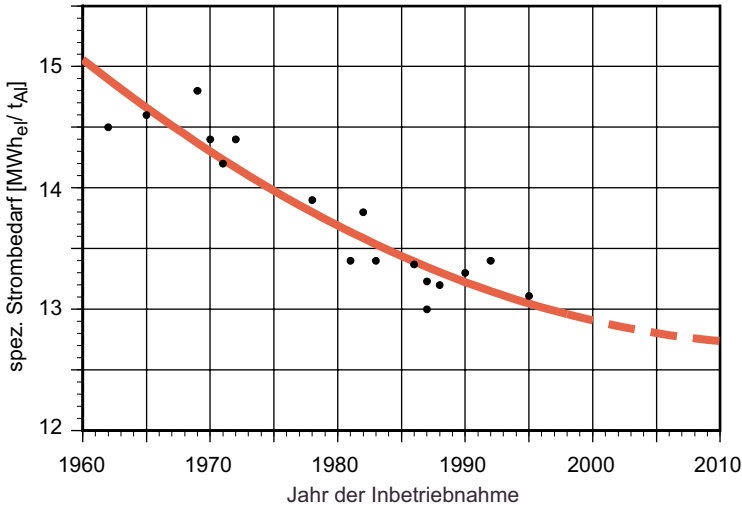


**Abb. 7.1** Vorgehensweise der Untersuchung des technischen Modernisierungspotenzials des Aluminiumelektrolyseprozess und der elektrischen Energiebereitstellung bis 2010

Zwar bietet die Substitution der eingesetzten Energieträger hin zu kohlenstofffreien oder -armen Energieträgern enorme Minderungspotenziale, aber derartige weitreichende strukturelle Veränderungen sind nur langfristig realisierbar und werden hier nicht berücksichtigt. Durch die Ausblendung derartiger struktureller Effekte wird ausschließlich das technische Modernisierungspotenzial sowohl der Energiebereitstellung als auch in den Prozessen der Metallherstellung aufgezeigt.

### 7.1.1 Bisherige Entwicklung der Elektrolyse und Kraftwerksprozesse

In den letzten Jahrzehnten sind unter energetischen Gesichtspunkten sowohl in der Aluminiumelektrolysetechnik als auch der hierfür erforderlichen Strombereitstellung erhebliche Verbesserungen erzielt worden. So sank in den letzten Jahren der spezifische Strombedarf neuer Elektrolysen infolge der technischen Weiterentwicklung kontinuierlich. In Abb. 7.2 ist die Entwicklung der spezifischen Stromverbräuche von PFPB-Elektrolysen dargestellt, wobei sich auf das Jahr der Inbetriebnahme oder einer durchgeführten Modernisierung bezogen wird. Die energetischen Verbesserungen der letzten Jahrzehnte werden sich jedoch nicht in dem selben Tempo in den nächsten Jahren fortsetzen lassen, da zahlreiche Potenziale zur energetischen Optimierung mittlerweile ausgeschöpft sind. Die derzeitigen besten Elektrolysesysteme weisen einen Strombedarf von rund 13 MWh/t auf. In den nächsten Jahren wird ein Stromverbrauch von 12,5 MWh/t für möglich erachtet, Verbesserungen darüber hinaus werden schwer zu realisieren sein<sup>1</sup>.



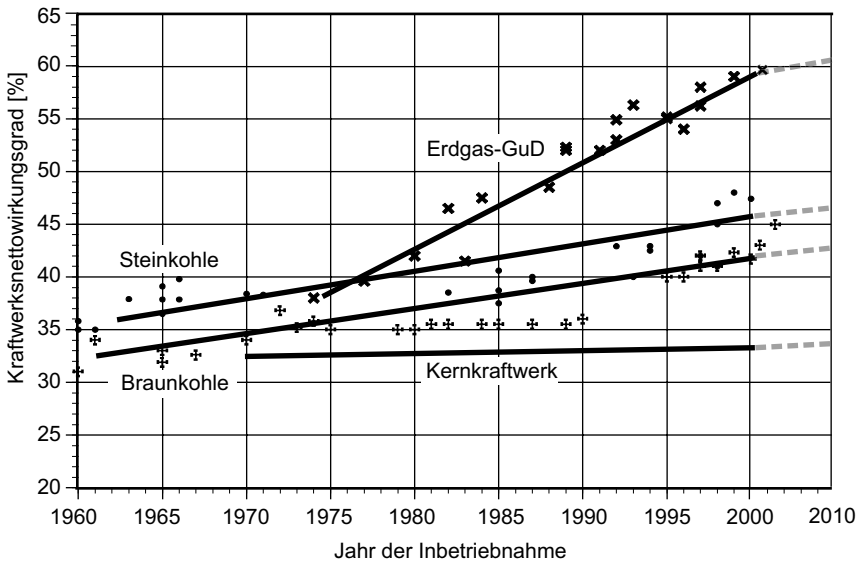
**Abb. 7.2** Entwicklung des spezifischen Strombedarfs von ausgewählten Aluminium-elektrolysen in Europa /8/

Fossil befeuerte Kraftwerke steigerten in den letzten Jahrzehnten den Wirkungsgrad insbesondere durch höhere Prozessparameter, Optimierung einzelner Komponenten und des Gesamtprozesses. Abb. 7.3 zeigt für fossil befeuerte Kraftwerke sowie qualitativ für heute übliche Leichtwasserreaktoren die Entwicklung des elektrischen Wirkungsgrades als Funktion des Jahres der Inbetriebnahme.

Vor allem Erdgas-GuD Kraftwerke zeigen durch deutlich höhere Gasturbinen-eintrittstemperaturen stark verbesserte Wirkungsgrade von fast 60%, mit weiterem Verbesserungspotenzial. Die Wirkungsgrade modernster Steinkohlekraftwerke liegen bei 45% bis 47%. Etwa 3 bis 4%-Punkte darunter liegen die Wirkungsgrade moderner Braunkohlekraftwerke, welche in den letzten Jahren in Ost-Deutschland gebaut wurden. Hier verspricht u.a. die Vortrocknung des wasserreichen Brennstoffs Braunkohle weiteres Potenzial<sup>1</sup>. Bei Leichtwasserreaktoren begrenzen die sicherheitstechnischen Auslegungsmerkmale die Optimierungspotenziale. Geringe Steigerungen der derzeit üblichen 33% Wirkungsgrad um bis zu 2%-Punkte sind möglich. Weitere geringe Steigerungen werden von dem Europäischen

<sup>1</sup> der minimale theoretische Energiebedarf des Elektrolyseprozesses liegt bei 5,8 MWh/t (vergl. Kapitel 2.1)

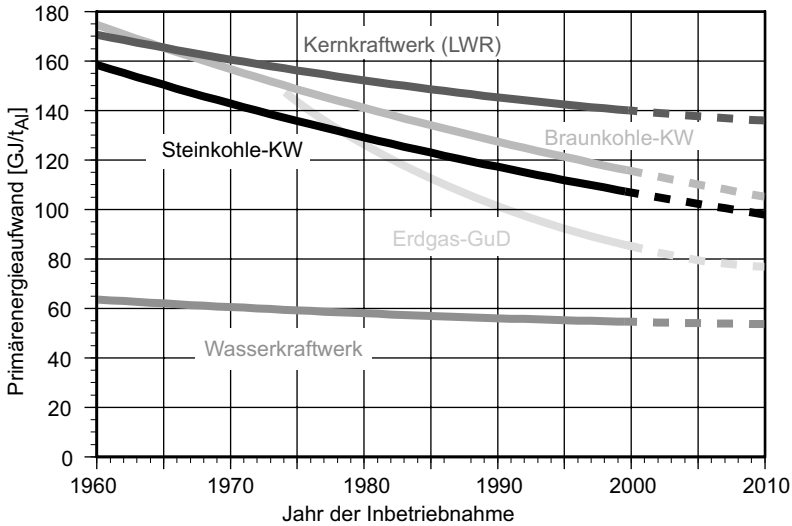
<sup>1</sup> Die RWE AG baut am Standort Niederaußem ein Kraftwerk mit einer geplanten el. Nettoleistung von 965 MW und einem Nettowirkungsgrad von rund 45%, dass 2002 ans Netz gehen soll /44/. Eine Brennstoffvortrocknung ist hier noch nicht realisiert, die Wirkungsgradsteigerung beruht auf der Optimierung einzelner Kraftwerksprozesse und gesteigerter Dampfparameter.



**Abb. 7.3** Entwicklung der Nettowirkungsgrade thermischer Kraftwerke der letzten Jahrzehnte

Druckwasserreaktor (EPR) erwartet. Nennenswerte Wirkungsgradsteigerungen auf Werte oberhalb von 45% sind mit Hochtemperaturreaktoren (HTR) in Verbindung mit Kombiprozessen realisierbar (vergl. /46/). Die in Abb. 7.3 nicht dargestellten Wasserkraftanlagen weisen Wirkungsgrade zwischen 85% und 90% auf, wobei Wirkungsgrade moderner Großkraftwerke bei 90% liegen. Nennenswertes Optimierungspotenzial liegt hier kaum mehr vor.

Durch die Verknüpfung der Strombereitstellung und des Elektrolyseprozesses über dessen Endenergiebedarf ergibt sich der in Abb. 7.4 dargestellte qualitative Verlauf des strombedingten Primärenergieaufwands. So beträgt der strombedingte Primärenergieaufwand bei der Strombereitstellung mittels einer Wasserkraftanlage rund  $60 \text{ GJ/t}_{\text{Al}}$ . Die in den letzten Jahrzehnten erzielten Verbesserungen von 15% gehen allein auf effizientere Aluminiumelektrolysen zurück. Moderne Elektrolysen in Kombination mit einem Erdgas-GuD Kraftwerk weisen einen Primärenergiebedarf von rund  $80 \text{ GJ/t}_{\text{Al}}$  auf. Die erreichte Verbesserung von rund 45% geht dabei zu etwa drei Viertel auf die Verbesserungen im Kraftwerksprozess zurück. Bei modernen Kohlekraftwerken liegt der Primärenergieaufwand zwischen  $105 \text{ GJ/t}_{\text{Al}}$  und  $115 \text{ GJ/t}_{\text{Al}}$ . Leichtwasserreaktoren weisen im Vergleich mit rund  $140 \text{ GJ/t}_{\text{Al}}$  den größten Primärenergieverbrauch bei der Strombereitstellung für Primäraluminiumelektrolysen auf.



**Abb. 7.4** Entwicklung des strombedingten Primärenergiebedarfs des Primäraluminiemelektrolyseprozesses mit verschiedenen Kraftwerkssystemen

Zukünftig ist mit weiteren Reduktionen des strombedingten Primärenergiebedarfs sowohl durch Verbesserungen der Elektrolysetechnik als auch der Kraftwerksprozesse zu rechnen (s. Abb. 7.4). Die realisierbaren Optimierungspotenziale neuester Technik werden jedoch zukünftig immer geringer und erfordern einen erhöhten investiven Aufwand. Auf Grund der langen Nutzungsdauer von 30 bis 40 Jahren sowohl der Elektrolysen als auch der Kraftwerke gilt es vor allem, das Modernisierungspotenzial bestehender Anlagen zu nutzen.

Um die zukünftige Entwicklung aufzuzeigen, wird in diesem Szenario mit Hilfe der Prozesskettenanalyse das vorhandene technische Optimierungspotenzial identifiziert werden. Um die Effekte der technischen Optimierung zu isolieren, werden strukturelle Veränderungen (insbesondere durch den Zubau moderner Elektrolysen) ebenso wie Änderungen im Energieträgermix ausgeschlossen. Einzig der Neubau von modernen Anlagen infolge von altersbedingter Stilllegung wird berücksichtigt.

### 7.1.2 Annahmen und Randbedingungen

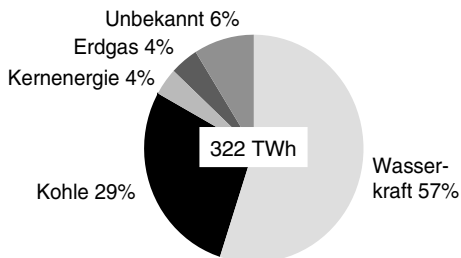
In einer konservativen Schätzung wird mit einem Produktionsanstieg an Primäraluminium von 22 Mt in 1997 auf rund 28 Mt in 2010 gerechnet [72]. Dies erfordert bei der Berücksichtigung des Kapazitätsabbaus älterer Anlagen einen zusätzlichen



Bedarf an Elektrolysekapazität von mindestens 8 Mt. Der Neubau von Elektrolysen und der Ausbau bestehender Anlagen wird mit modernen PFPB-Elektrolysen erfolgen, welche einen spezifischen Strombedarf von ca. 13 MWh/t aufweisen. Hierdurch sinkt zwar die spezifische Ressourceninanspruchnahme der Primäraluminiumherstellung, absolut wird diese jedoch ansteigen. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit, das vorhandene Optimierungspotenzial bestehender Anlagen sowohl der Elektrolysen als auch bei der Strombereitstellung auszuschöpfen.

### 7.1.3 Ist-Zustand 1997

Im Jahr 1997 wurden weltweit 22 Mt Primäraluminium hergestellt /54/. Unter Berücksichtigung der landesspezifischen Auslastung und der standortspezifischen Stromverbräuche /66/ lag der durchschnittliche Strombedarf weltweit bei 14,8 MWh/t (laut /72/ 14,9 MWh/t<sup>1</sup>). Somit betrug der weltweite elektrische Strombedarf für die Aluminiumelektrolysen rund 322 TWh, was bei einem Stromverbrauch von 12.463 TWh /6/ einem Anteil von 2,6% entspricht. In Abb. 7.5 ist die Verteilung der für die Stromerzeugung eingesetzten Energieträger bei der Primäraluminiumherstellung dargestellt. Insbesondere durch die unbefriedigende Datenerhebung in China können nur 94% identifiziert werden.



**Abb. 7.5** Anteile der weltweit eingesetzten Energieträger für die Stromerzeugung der Primäraluminiumelektrolysen

Hiernach wird mit 57% überwiegend Wasserkraft eingesetzt. Der Anteil des Stroms aus Kohle für die Primäraluminiumherstellung liegt bei mindestens 29%. Kernenergie trägt ebenso wie Erdgas mit gut 4% zur Stromversorgung bei, während der Anteil des eingesetzten Öls vernachlässigt werden kann<sup>2</sup>.

Zunächst werden die spezifischen Stromverbräuche der einzelnen Elektrolysen (soweit bekannt) erfasst. Anschließend wird über die Produktionskapazität und der Jahresproduktion eines Landes die landesdurchschnittliche Auslastung aller Elektrolysen bestimmt, woraus sich der Stromverbrauch der einzelnen Standorte des Jahres 1997 ergibt. Mit Hilfe der Contract-Mixe oder, wenn nicht bekannt, aus /66/ werden dann für die einzelnen Standorte oder ein Land die eingesetzten Energieträger

<sup>1</sup> kapazitätsgewichtet bestimmt

<sup>2</sup> Laut /40/ lag in 1998 die Verteilung bei Wasserkraft 53,3%, Kohle 31,4%, Erdgas 8,7%, Kernenergie 6% und Öl bei 0,6%. Diese Daten beruhen auf einer Umfrage unter den Mitgliedsunternehmen der IPAI (mittlerweile in IAI umbenannt) mit einer Rücklaufquote von ca. 82%.

für die Strombereitstellung bestimmt, welche die Verteilung laut Abb. 7.5 aufweisen.

Hiernach werden mit Hilfe der Prozessdatenbank GaBi die landesspezifischen strombedingten Ressourceninanspruchnahmen in Form von Primärenergie und Treibhausgasemissionen ( $\text{CO}_2$  und  $\text{CH}_4$ ) inklusive der vorgelagerten Brennstoffbereitstellung ermittelt. Das Ergebnis ist die Abschätzung über die weltweite strombedingte Primärenergieinanspruchnahme und Treibhausgasemission der Primäraluminiumelektrolysen.

### 7.1.4 Technisches Modernisierungspotenzial bis 2010

Die heutigen in Tabelle 7.1 aufgelisteten Elektrolysetechniken lassen sich laut /72/ in die drei Technikategorien NT, GT und AT einteilen.

**Tabelle 7.1** Verschiedene Elektrolysetechniken unterteilt nach Stand der Technik mit dem jeweiligen spezifischen Strombedarf in  $\text{MWh/t}_{\text{Al}}$  /72/

	AT	GT	NT
HSS	17,5	14,9	-
VSS	17,1	15,8	-
SWPB	-	14,5	13,2
CWPB	16,4	14,7	-
PFPB	15,1	14,0	13,3

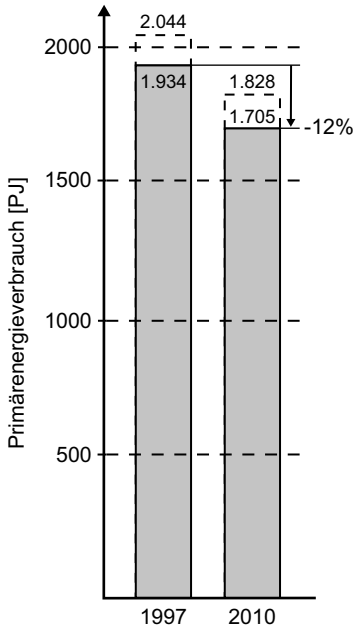
Das bis 2010 erreichbare Verbesserungspotenzial umfasst die Modernisierung heutiger AT-Anlagen zu GT-Anlagen<sup>1</sup> sowie den Umbau der CWPB GT-Systeme in PFPB GT-Anlagen. Technische Probleme machen einen weiteren Umbau bestehender Systeme hin zu modernen PFPB-Anlagen schwierig und werden nicht berücksichtigt.

Der durchschnittliche landes- und energieträgerspezifische Netto-Wirkungsgrad der Stromerzeugung erhöht sich bis 2010 infolge von Modernisierungsmaßnahmen des Bestandes, dem Zubau neuer Anlagen zur Deckung des Nachfrageanstiegs, aber auch durch die Substitution älterer Anlagen. Wegen der technisch und ökonomisch begrenzten Lebensdauer thermischer Kraftwerke von 30 bis 40 Jahren wird angenommen, dass 1/3 der älteren Kraftwerke eines Landes bis 2010 vom Netz geht und durch moderne Anlagen ersetzt wird. Der Zubau neuer Anlagen infolge des Wirtschaftswachstums erfolgt maximal in der Größenordnung des Anstiegs des erwarteten Bruttoinlandsprodukts.

<sup>1</sup> Ausnahme: SWPB AT wird in SWPB NT umgebaut

### 7.1.5 Ergebnisse

Der durchschnittliche Stromverbrauch der Elektrolysen sinkt bei der Durchführung der möglichen Verbesserungspotenziale von 14,7 MWh/t in 1997 um gut 3% auf 14,2 MWh/t in 2010. Wurden 1997 von den zu 94% erfassten Elektrolysen rund 310 GWh verbraucht, so kann in den nächsten Jahren unter der Nutzung des bestehenden Modernisierungspotenzials bei den Bestandsanlagen eine Reduktion auf bis zu 292 GWh erzielt werden<sup>1</sup>.



**Abb. 7.6** Globaler strombedingter Primärenergieverbrauch

Die Anteile der in der Stromerzeugung eingesetzten Energieträger verändern sich durch die Ausschöpfung des Optimierungspotenzials gegenüber Abb. 7.5 kaum. Unter Berücksichtigung der eingesetzten Energieträger, der verschiedenen Kraftwerkswirkungsgrade und der Brennstoffbereitstellung beträgt der strombedingte Primärenergieverbrauch der erfassten Primäraluminiumelektrolysen 1997 etwa 1.934 PJ. Unter Berücksichtigung nicht erfasster Elektrolysen liegt der weltweite strombedingte Primärenergieeinsatz bei rund 2.044 PJ (s. Abb. 7.6).

Unter Ausnutzung des vorhandenen Modernisierungspotenzials, kann der Primärenergieeinsatz um fast 12% auf gut 1.700 PJ reduziert werden. Dabei liegt das Verbesserungspotenzial der Elektrolysen bei gut 3%. Das energiebedingte Verbesserungspotenzial der Kraftwerke und der Brennstoffbereitstellung ist mit rund 8% deutlich größer.

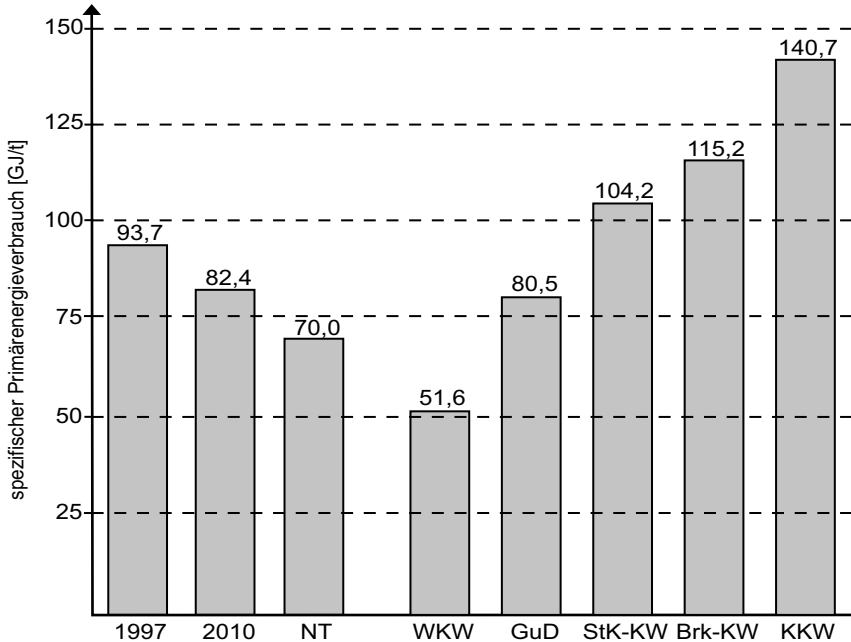
Dieses Optimierungspotenzial liegt zu meist in dem erheblichen Modernisierungspotenzial der Kohlekraftwerke begründet, obwohl diese nur knapp ein Drittel des Strombedarfs der Aluminiumelektrolysen decken. So lag 1997 in vielen Ländern, wie z.B. Polen, Ungarn, Rumänien, Russland oder Indien der Nettowirkungsgrad der Strombereitstellung<sup>2</sup> aus Kohlekraftwerken nur bei etwa 30% oder gar darunter (China). Um dieses Verbesserungspotenzial bei den fossilen Kraftwerken zu erschließen, ist neben Retrofit-Maßnahmen bestehender Anlagen, ein Zubau

<sup>1</sup> Unter Berücksichtigung der nicht erfassten Elektrolysen, dürften es weltweit 1997 rund 322 GWh gewesen sein, in 2010 etwa 307 GWh.

<sup>2</sup> inkl. Brennstoffbereitstellung

neuer Anlagen erforderlich, inklusive der Substitution von Alt-Anlagen.

Der spezifische strombedingte Primärenergieverbrauch der Aluminiumelektrolysen lag 1997 bei etwa 94 GJ/t (s. Abb. 7.7). Unter Ausnutzung des derzeitigen



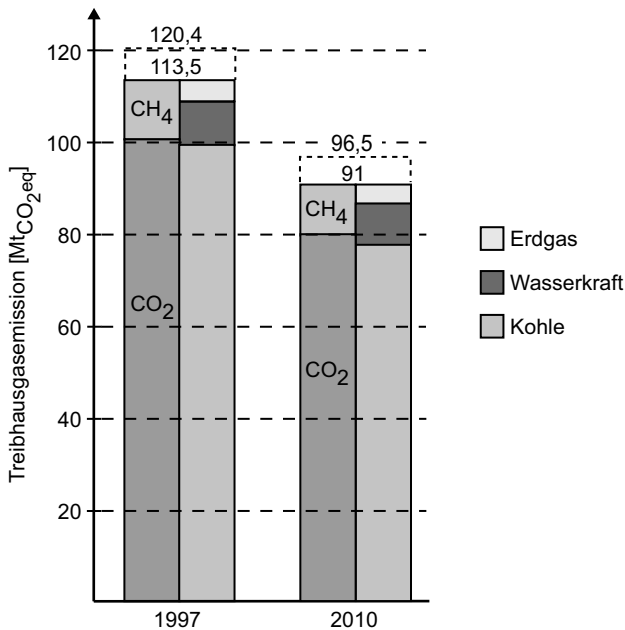
**Abb. 7.7** Spezifischer strombedingter Primärenergieverbrauch der Aluminiumelektrolysen 1997, unter Ausnutzung des technischen Optimierungspotenzials in 2010, bei der Nutzung neuester Technik (NT)<sup>a</sup> sowie bei einer modernen PFPB-Elektrolyse und verschiedener moderner Kraftwerke

<sup>a</sup> bei der Nutzung von PFPB-Elektrolysen, gleicher Energieversorgungsstruktur und neuester Kraftwerkstechnik

technischen Optimierungspotenzials ist der spezifische Primärenergieverbrauch auf rund 82 GJ/t reduzierbar. Der theoretisch geringste spezifische Primärenergieverbrauch liegt bei der Nutzung von PFPB-Elektrolysen (12,9 MWh/t) und dem Einsatz neuester Kraftwerke (bei gleicher Energieträgerstruktur wie Abb. 7.5) bei 70 GJ/t (s. Abb. 7.7). Für zukünftige moderne Elektrolysesysteme ist der spezifische strombedingte Primärenergiebedarf unter Berücksichtigung verschiedener moderner Kraftwerkssysteme rechts in Abb. 7.7 dargestellt.

So steigt der spezifische Primärenergiebedarf in Abhängigkeit des Bereitstellungsungsgrades des Stroms von knapp 52 GJ/t mit einem Wasserkraftwerk auf etwa 80 GJ/t bei einem Erdgas-GuD Kraftwerk. Bei einem modernen Steinkohle-, bzw. Braunkohlekraftwerk liegt der spezifische Primärenergieverbrauch bei etwa 104 GJ/t, bzw. 115 GJ/t, bei derzeitigen Kernkraftwerken (LWR) bei rund 141 GJ/t.

Die strombedingten Treibhausgasemissionen<sup>1</sup> der in dieser Untersuchung berücksichtigten Aluminiumelektrolysen lagen 1997 bei etwa 113 Mt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> (s. Abb. 7.8). Mit dem bestehenden Modernisierungspotenzial ist es möglich, diese Emissionen um etwa 20% auf 91 Mt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> zu senken<sup>2</sup>. Den größten Anteil an diesem Minderungspotenzial weist dabei die Verbesserung der Kraftwerkstechnik auf, insbesondere bei der Kohleverstromung.



**Abb. 7.8** Strombedingte Treibhausgasemissionen der Aluminiumelektrolysen 1997 und unter Ausnutzung des technischen Optimierungspotenzials in 2010

<sup>1</sup> Prozessbedingte Treibhausgasemissionen der Elektrolyse bleiben unberücksichtigt.  
<sup>2</sup> inkl. der hier nicht erfassten Elektrolysesysteme ist mit 120 Mt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> zu rechnen

Der Vergleich der eingesetzten Energieträger zeigt, dass mit knapp 88% der überwiegende Teil der Treibhausgasemissionen aus der Strombereitstellung auf Kohlebasis stammt. Weitere rund 8% stammen aus der Stromerzeugung aus Wasserkraft, wobei hier der Großteil der Methanemissionen freigesetzt wird (~60%). Weitere Methanfreisetzungen erfolgen bei der untertägigen Steinkohlegewinnung, der Beitrag der Erdgasbereitstellung ist hier mit unter 1% gering<sup>1</sup>. Insgesamt trägt Erdgas durch seinen geringen Anteil an dem Energieträgermix und seinem günstigen Kohlenstoffverhältnis mit nur 4% zu den Treibhausgasemissionen bei. Treibhausgasemissionen der Kernenergienutzung stammen aus der Brennelementbereitstellung und werden insbesondere durch den Strombedarf des Anreicherungsprozesses verursacht, sind aber hier mit unter 0,1% vernachlässigbar.

### 7.1.6 Fazit

Die mögliche globale Primärenergieeinsparung bei dem Prozess der Aluminiumelektrolyse beträgt unter Ausnutzung des strombedingten technischen Modernisierungspotenzials rund 12%, oder gut 200 GJ. Das Endenergieeinsparpotenzial der Aluminiumelektrolysen liegt dabei bei gut 3%, wohingegen die weltweite Umwandlungseffizienz der Strombereitstellung um 8% gesteigert werden kann.

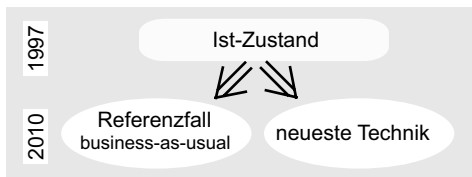
Obwohl die Kohleverstromung nur etwa 30% des Strombedarfs der Primäraluminiumherstellung deckt, sind hier die bedeutendsten Effizienzsteigerungen möglich. Dies beeinflusst auch maßgeblich die Reduktionspotenziale der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Da diese zu 88% aus der Kohleverstromung stammen und zahlreiche der heute weltweit eingesetzten Steinkohlekraftwerke enormes Verbesserungspotenzial aufweisen, beträgt das Reduktionspotenzial der Treibhausgasemissionen rund 20%, bzw. über 20 Mt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>. U.a. hierdurch könnten die spezifischen Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung in 1997 von etwa 5,5 t<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/t<sub>Al</sub> auf rund 4,4 t<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/t<sub>Al</sub> in 2010 gesenkt werden.

---

<sup>1</sup> dies liegt u.a. in geringen Transportentfernungen, bzw -verlusten begründet

### 7.2 Technisches Modernisierungspotenzial der Leichtverpackungsherstellung bis 2010

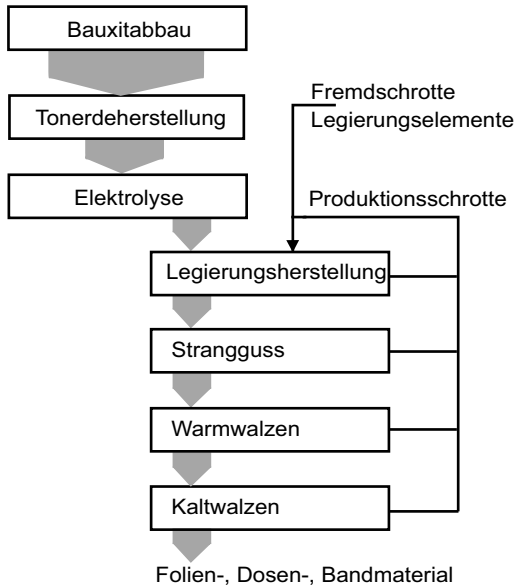
In diesem Szenario werden neben der erwarteten Entwicklung (Referenzfall) die Potenziale der Ressourcenschonung durch den technischen Fortschritt bei der Herstellung von Leichtverpackungen für Deutschland von 1997 bis 2010 untersucht. Hierbei stehen die Veränderungen des Ressourcenverbrauchs (Primärenergieeinsatz und Treibhausgasemissionen) über die gesamte Prozesskette der Aluminiumherstellung im Vordergrund. Ausgehend von dem Basisjahr 1997 wird die erwartete Entwicklung der Leichtverpackungsherstellung bis 2010 untersucht. Diese Ergebnisse werden dem maximalen technischen Ressourceneinsparpotenzial bei der ausschließlichen Nutzung modernster Technik bis 2010 gegenübergestellt (s. Abb. 7.9).



**Abb. 7.9** Vorgehensweise bei dem Szenario zur Identifikation des technischen Modernisierungspotenzials der Leichtverpackungsherstellung bis 2010

Die Schwerpunkte liegen einerseits in dem Aufzeigen der absoluten Größe der Ressourceneinsparung und andererseits in der Klärung der Frage, inwieweit die möglichen Optimierungspotenziale der einzelnen Prozesse realisiert werden. Die Ergebnisse hieraus erleichtern die Identifikation und Bewertung von Ressourceneinsparpotenzialen sowohl in den einzelnen Prozessschritten der Metallherstellung als auch in der Energiebereitstellung.

### 7.2.1 Annahmen und Randbedingungen des Szenarios



**Abb. 7.10** Hauptprozesskette der LVP-Herstellung nach /69/

Die Analyse erfolgt über die gesamte Prozesskette der Leichtverpackungsherstellung von der Bauxitgewinnung bis zu den Walzprodukten inklusive der Nutzung von Sekundäraluminium (s. Abb. 7.10). Der hier als 'Tonerdeherstellung' zusammengefasste Prozessschritt wird in der Auswertung in den Bayer-Prozess und die Kalzination unterteilt. Neben den in Abb. 7.10 dargestellten Prozessen der Hauptprozesskette werden Transport- und Entsorgungsprozesse ebenso wie die Prozesse der Bereitstellung von Brennstoffen, Strom und Dampf berücksichtigt. Während die Bereitstellung von Brennstoffen und Dampf ortsunabhängig betrachtet und über die Technik spezifiziert werden, erfolgt die Bereitstellung elektrischer Energie

standortabhängig. Für die Tonerdeherstellung werden Landesmixe und für die Elektrolysen Contract-Mixe der jeweiligen Länder (vergl. Abb. 7.12) genutzt. Die Prozesse werden dabei in die Technikkategorien *alte Technik* (AT), *gegenwärtige Technik* (GT) und *neueste Technik* (NT) unterteilt.

In der Berechnung werden keine strukturellen Änderungen von 1997 bis 2010 vorgenommen, um die technikbedingten Veränderungen aufzuzeigen. D.h., sowohl die Produktions- als auch die Recyclingmengen und die Importstruktur bis 2010 bleiben konstant. Ebenso werden bei den eingesetzten Energieträgern für die Strombereitstellung keine Substitutionseffekte zugelassen<sup>1</sup>.

Das Szenario ist in folgende drei Stufen unterteilt:

- Für das Basisjahr **1997** wird die Leichtverpackungsherstellung in Deutschland inklusive der hierzu erforderlichen Vorstoffe des Sekundäraluminiums und der

<sup>1</sup> Trotz des gesetzlich beschlossenen Kernenergieausstiegs in Deutschland ist davon auszugehen, dass die Strombereitstellung der deutschen Elektrolysen zumindest bis 2010 weiterhin überwiegend auf Kernenergie und Braunkohle beruht.



## 7.2 Technisches Modernisierungspotenzial der Leichtverpackungsherstellung

---

Energiebereitstellung bilanziert.

- Im Referenzfall **2010** wird die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten erwartete Entwicklung bis zum Jahr 2010 betrachtet.
- Um die möglichen Potenziale der technischen Entwicklung der LVP-Herstellung aufzuzeigen, werden in dem Szenario **NT** ausschließlich die derzeit neuesten Techniken eingesetzt.

### 7.2.2 Basisjahr 1997

Die gesamte deutsche Produktion an Verpackungsmaterial betrug 1997 540 kt, was 32% der weltweiten Produktion entspricht. In Deutschland selbst wurden hiervon 110 kt verbraucht. Dabei wurden 1997 rund 57 kt Sekundäraluminium u.a. durch das Duale System Deutschland (DSD) erfasst und in den Stoffkreislauf zurückgeführt /43/.

Die Bauxit-Bezugsländer werden mittels langfristiger Bezugsverträge der Tonerdehersteller identifiziert. Da einzelne physisch liefernde Tonerdefabriken nicht zu lokalisieren sind, wird in den deutschen Tonerde-Bezugsländern über die verschieden eingesetzten Laugungsverfahren kapazitätsgewichtet die 'durchschnittliche' Tonerdeherstellungstechnik bestimmt. Auch die Elektrolysestandorte eines Landes werden kapazitätsgewichtet bewertet. Die Bezugsstruktur für Primäraluminium und seiner Vorstoffe ist in Abb. 7.12 dargestellt. Beim Verpackungsrecycling wird der bestehende Mix aus mechanischer Aufbereitung, Pyrolyse, Aufbereitung von Verbunden und Einschmelzöfen abgebildet.

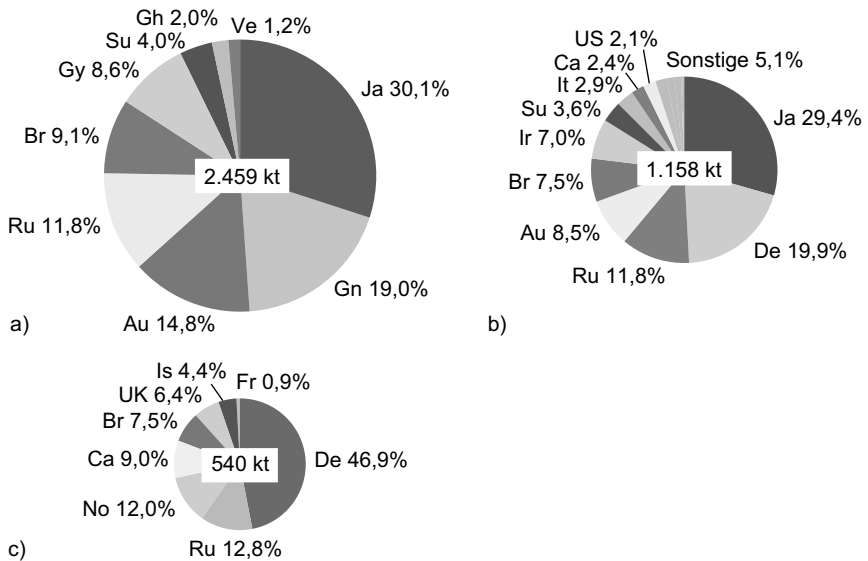
### 7.2.3 Referenzfall 2010

Bis 2010 werden bei den verschiedenen Prozessen der Aluminiumherstellung unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte technologische Verbesserungen sowohl durch Substitution als auch durch Modernisierung von Anlagen durchgeführt.

Durch einige Minenschließungen nehmen bei der Bauxitgewinnung neue Lagerstätten ihre Produktion auf<sup>1</sup>. Bei der Tonerdeherstellung wird ein um 10% verringertes spezifischer Dampfbedarf angenommen. Die Metallausbeute verbessert sich hier um 1%punkt. Durch verbesserte Prozesssteuerung bestehender Anlagen und den Zubau moderner PFPB-Elektrolysezellen (bei Abschaltung veralteter Anlagen) wird von einer Reduktion des Strombedarfs von 4,5% (14,5 MWh/t statt 15,2 MWh/t) ausgegangen. Bei der Legierungsherstellung werden verstärkt Sauerstoffbrenner und Wärmerückgewinnungssysteme eingesetzt. Durch Vergrößerung der Brammen beim Strangguss verringert sich das Aufkommen an Fertigungsschrotten. Beim Warm- und Kaltwalzen werden ebenfalls leichte energeti-

---

<sup>1</sup> Die Bauxitqualität wird als konstant vorausgesetzt. Die Daten stammen vom TP1 'Lagerstätten' und sind in /43/ dokumentiert.

**Abb. 7.12** Herkunft

a) des Bauxites,

b) der Tonerde und

c) des Aluminiums

für die Verpackungsherstellung in Deutschland 1997

sche Verbesserungen erzielt. Beim Verpackungsrecycling wird ein 10%iger Anteil der vollautomatischen Sortierung angenommen, und die mechanische Aufbereitung wird durch Pyrolyse- und Verbundstoffaufbereitung ersetzt.

Bei der Energiebereitstellung sind nur nennenswerte Effizienzsteigerungen in der Strombereitstellung aus fossilen Energieträgern zu erwarten. Die erwarteten Wirkungsgradsteigerungen sowohl durch den Zubau moderner Anlagen als auch durch Substitution bestehender Anlagen werden berücksichtigt, ohne jedoch die Anteile der eingesetzten Energieträger zu ändern.

## 7.2.4 Neueste Technik NT

In diesem Szenario wird für die Prozesse von der Bauxitgewinnung bis hin zum Walzen das unter den Gesichtspunkten des Endenergiebedarfs, der Emissionen und der Metallausbeute<sup>1</sup> beste Verfahren eingesetzt<sup>2</sup>. Dies bedeutet z.B. für den

<sup>1</sup> nur bei der Legierungsherstellung und der Halbzeugfertigung

## 7.2 Technisches Modernisierungspotenzial der Leichtverpackungsherstellung

Elektrolyseprozess eine Reduktion des Strombedarfs um gut 10% auf rund 13,5 MWh/t.

Bei der Energieträgerbereitstellung wird ebenfalls unter Gesichtspunkten der Effizienz und Emissionen das technisch optimale und verfügbare Verfahren gewählt, wobei bei der Strombereitstellung keine Substitution der Energieträger gegenüber 1997 vorgenommen wird. Für die fossilen Kraftwerke werden die in Tabelle 7.2 aufgeführten Wirkungsgrade angenommen:

**Tabelle 7.2** Elektrische Nettowirkungsgrade fossiler Kraftwerke neuester Technik (NT)

Kraftwerkstyp	el. Nettowirkungsgrad
Braunkohlekraftwerk	42%
Steinkohlekraftwerk	46%
Erdgas-GuD	58%

Die Wirkungsgrade von Kernkraftwerken und Wasserkraftanlagen bleiben mit 33%<sup>1</sup> bzw. 90% konstant.

### 7.2.5 Ergebnisse

Der spezifische Primärenergieverbrauch der Leichtverpackungsherstellung liegt in dem Basisjahr 1997 bei rund 215 GJ/t. Bis zum Jahr 2010 ist mit einer Reduktion um 12% auf 189 GJ/t zu rechnen. Dabei liegt das gesamte derzeit technisch realisierbare Optimierungspotenzial bei 25% (~53 GJ/t), von dem in dem Referenzszenario 2010 immerhin fast die Hälfte realisiert wird (s. Abb. 7.13).

Der Vergleich der Primärenergieverbräuche der einzelnen Prozessschritte inklusive der erforderlichen Energiebereitstellung zeigt den großen Einfluss des Elektrolyseprozess mit seiner Strombereitstellung. Er trägt laut Abb. 7.13 mit rund 60% zu dem gesamten Primärenergiebedarf bei (inklusive der Anodenherstellung und des -materials beträgt der Anteil am Primärenergiebedarf sogar zwischen 68% und 77%). Die Tonerdeherstellung, bestehend aus dem Bayer-Prozess und der Kalzination, ist für knapp 20% des Primärenergiebedarfs verantwortlich (1997: ca. 42 GJ/t). Die restliche Primärenergie von knapp 30 GJ/t wird der Reihe nach durch Kalt- und Warmwalzen und den nicht mehr dargestellten Prozessen der Legie-

<sup>2</sup> Tonerdeproduktion: Rohrreaktor und Wirbelschichtkalzination

Elektrolyse: vollautomatische PFPB-Zellen

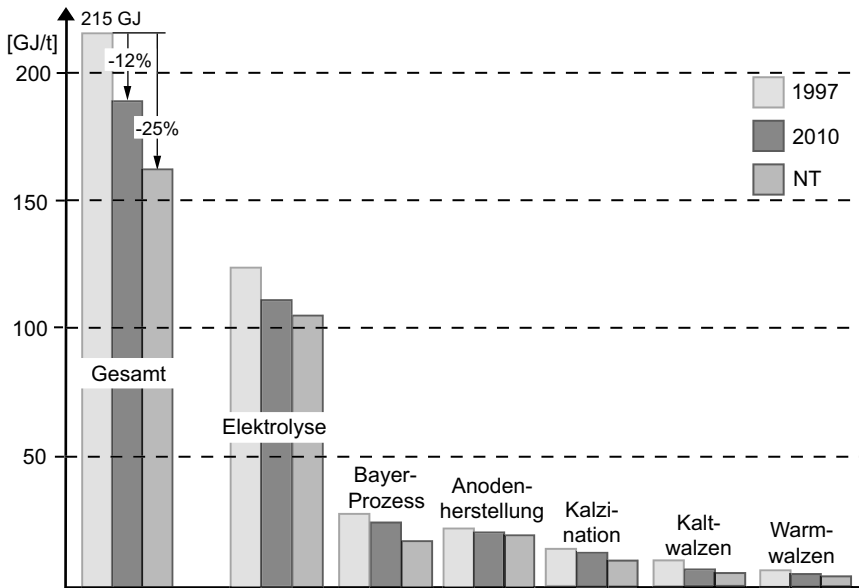
Halbzeugherstellung: Barrengewichte von 30 t, was die Fabrikationsschrotte reduziert

Legierungsherstellung: Sauerstoffbrenner und Wärmerückgewinnung

Verpackungsrecycling: vollautomatische Sortierung und Pyrolyse

Transport: derzeit neueste Technik

<sup>1</sup> Zwar ist der Europäische Druckwasserreaktor EPR auf Wirkungsgrade von 35% ausgelegt, allerdings kann hier nicht von 'verfügbarer Technik' gesprochen werden. Die Brennstoffbereitstellung von Kernbrennstoffen erfolgt auf Basis des Zentrifugen-Verfahrens.



**Abb. 7.13** Primärenergieverbrauch der Leichtverpackungsherstellung in Deutschland; Gesamtprozess sowie die einzelnen Prozessschritte

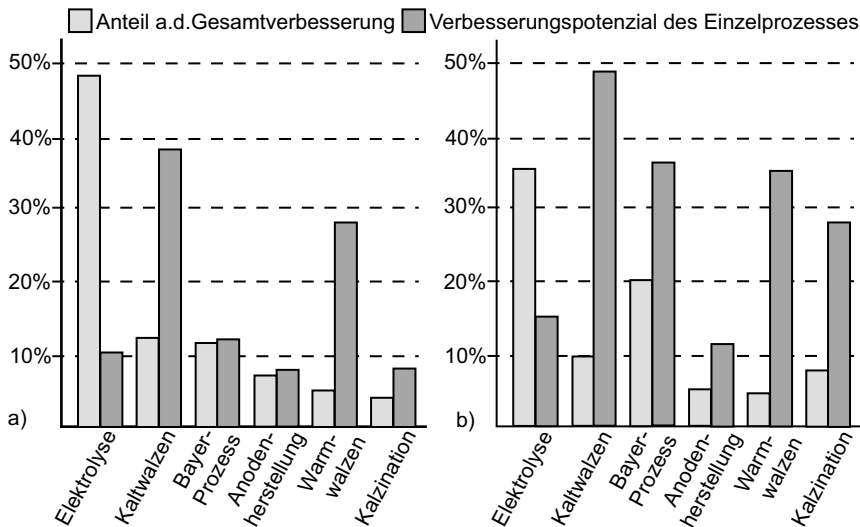
rungherstellung, Natronlaugeherstellung, verschiedenen Transporten, Kalkherstellung, Bauxitgewinnung,  $\text{AlF}_3$ -Herstellung<sup>1</sup> und Rotschlamm Entsorgung verursacht.

In Abb. 7.14 sind die Verbesserungspotenziale der einzelnen Prozesse sowie deren Anteil an der Gesamtverbesserung dargestellt. Bei der genaueren Betrachtung der einzelnen Prozesse untereinander weisen das Kalt- und Warmwalzen mit 48% bzw. 35% sowie der Bayer-Prozess (36%) und die Kalzination (28%) bei dem Einsatz neuester Technik die größten relativen Verbesserungspotenziale auf (s. Abb. 7.14b). Ein Vergleich der beiden Bilder in Abb. 7.14a und b zeigt, dass insbesondere bei dem Kalt- und Warmwalzen, aber auch bei der Elektrolyse ein Großteil der möglichen Optimierungspotenziale bis 2010 ausgeschöpft werden. Hingegen bleiben die Verbesserungspotenziale der Tonerdeherstellung weitgehend ungenutzt.

Bei der Analyse der Anteile an der gesamten Prozessverbesserung zeigt sich ein völlig anderes Bild. So trägt der Elektrolyseprozess laut Abb. 7.14a bis 2010

<sup>1</sup> Aluminiumfluorid wird im Elektrolyseprozess für die Deckung der  $\text{CF}_4$  und  $\text{C}_2\text{F}_6$ -Verluste eingesetzt.

## 7.2 Technisches Modernisierungspotenzial der Leichtverpackungsherstellung



**Abb. 7.14** Gegenüberstellung der Verbesserungen der einzelnen Prozessschritte und deren Anteil an der Verbesserung des Gesamtprozess  
a) Szenario 2010 und  
b) Szenario theoretische Potenzial (NT)  
der Leichtverpackungsherstellung in Deutschland, inklusive der Energiebereitstellung

mit fast 50% zu der Verringerung des Primärenergiebedarfes bei, weist dabei aber selber nur Verbesserungen von etwa 10% auf. Mit immerhin rund 16% trägt die Tonerdeherstellung, bestehend aus dem Bayer-Prozess und Kalzination, zur Gesamtverbesserung bis 2010 bei, wobei dieser Prozess ebenfalls um ca. 10% effizienter wird. Der Prozess des Kaltwalzens wird bis 2010 um 38% besser sein, dies trägt aber zur Primärenergieeinsparung beim Gesamtprozess nur mit 12% bei.

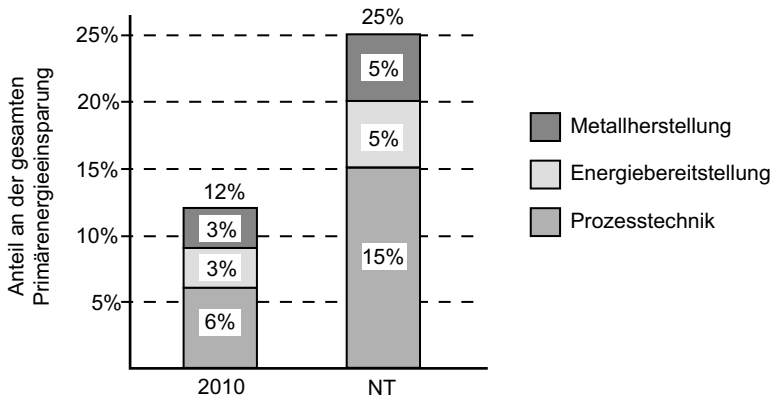
Dies verdeutlicht, trotz der im Vergleich zu anderen Prozessen geringen spezifischen Verbesserungspotenziale (10 bis 15%), den überragenden Beitrag des Elektrolyseprozesses und der vorgelagerten Strombereitstellung an der Optimierung des Gesamtprozesses der Primäraluminiumherstellung.

Die Verringerung des Primärenergieverbrauchs bis 2010 und in dem Szenario NT lässt sich auf folgende drei Ursachen zurückführen:

- Verbesserungen infolge einer optimierten Energiebereitstellung,
- Verbesserungen der Metallherstellung durch Verringerung des Endenergiebedarfs der einzelnen Prozesse (Prozesstechnik),

- Verbesserungen der Metallherstellung durch Verringerung der Produktionschrotte und Metallverluste.

In Abb. 7.15 ist sowohl das gesamte erwartete primärenergetische Verbesserungspotenzial bis 2010 als auch das theoretische Potenzial, unterteilt in die jeweiligen Ursachen, dargestellt.



**Abb. 7.15** Anteile der gesamten Primärenergieeinsparungen für die Szenarien 2010 und NT, unterteilt in Bereiche der Metallherstellung, der Energiebereitstellung und der Prozesstechnik

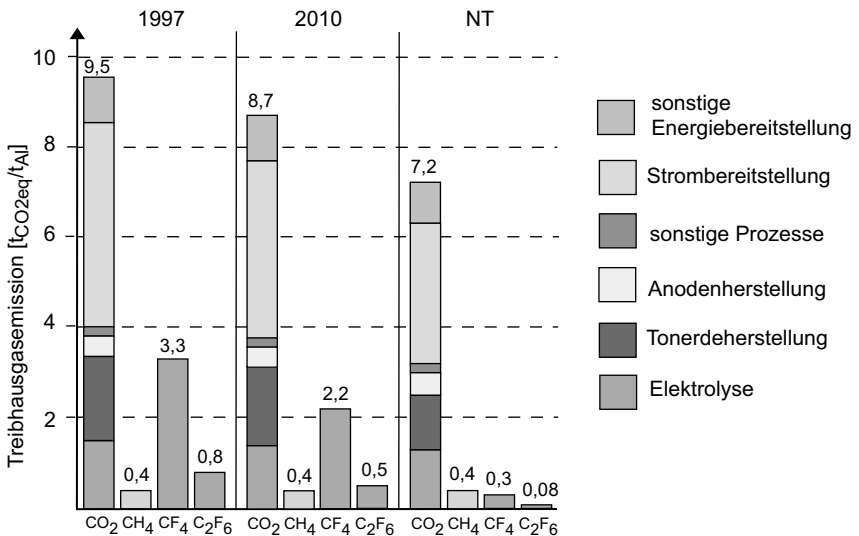
Zwar können bei der Nutzung neuester Techniken rund 25% Primärenergie eingespart werden, jedoch werden hiervon bis 2010 voraussichtlich nur rund 12% realisiert. Beim Einsatz neuester Prozesstechniken der Metallherstellung bestehen Verbesserungspotenziale von 15%. Diese hohen Einsparpotenziale liegen zum großen Teil an dem Bayer-Prozess unter Einsatz des Rohrreaktors sowie an der Wirbelschichtkalzination. Dieses Potenzial kann jedoch nur zu rund 40% bis 2010 realisiert werden, da ein kompletter Umbau bestehender Anlagen erforderlich wäre. Hier liegt zukünftig, wenn auch mit großen finanziellen Aufwendungen verknüpft, noch weiteres Einsparpotenzial gegenüber der derzeitigen Situation.

Die Einsparpotenziale bei der Energiebereitstellung und durch die Verringerung der Metallverluste sind im Vergleich zur Verfahrenstechnik deutlich geringer. Hier werden jedoch mehr als die Hälfte der Einsparungen bis 2010 zu realisieren sein. Die Verbesserungspotenziale bei den thermischen Kraftwerken liegen dabei deutlich höher. In diesem Szenario stammt fast drei Viertel des Strombedarfs der Elektrolyse aus der Kernenergie (30%) und der Wasserkraft (43,5%), deren Wirkungsgrade mit 33% bzw. 90% konstant angenommen werden. Somit werden die Einsparpotenziale der Energiebereitstellung fast ausschließlich durch die fossil

## 7.2 Technisches Modernisierungspotenzial der Leichtverpackungsherstellung

befeuerten Kraftwerke erreicht.

Abb. 7.16 zeigt die Analyse der verschiedenen freigesetzten Treibhausgase in Kohlendioxidäquivalente, unterteilt in die ursächlichen Prozesse. Bei der Energiebereitstellung ist die Strombereitstellung getrennt ausgewiesen. Trotz des großen Anteils an Wasserkraft und Kernenergie an der Strombereitstellung werden mit ca.  $4,5 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Al}}$  bei der Strombereitstellung für die Elektrolysen beinahe die Hälfte der gesamten Kohlendioxidemissionen freigesetzt. Im Gegensatz zu den weiteren relevanten kohlendioxidemittierenden Prozessen wie Tonerdeherstellung, Elektrolyse<sup>1</sup> und Brennstoffbereitstellung werden bei der Strombereitstellung bis 2010 mit etwa 13% auch die größten Minderungen erreicht (mittels neuester Technik sind sogar 30% möglich). Methanemissionen treten nur bei Energiebereitstellungsprozessen auf und sind trotz des 21-fachen Potenzials gegenüber den Kohlendioxidemissionen gering.



**Abb. 7.16** Spezifische Treibhausgasemissionen in den wichtigsten Prozessen der Primäraluminiumherstellung inklusive der Energiebereitstellung 1997 und in den Szenarien 2010 und NT

Die während des ungewollten Anodeneffektes auftretenden Tetrafluormethan- (CF<sub>4</sub>) und Hexafluorethanemissionen (C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>) reichen mit rund  $4 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  fast an

<sup>1</sup> durch den Abbrand der Anoden

die Treibhausgasemissionen aus der Strombereitstellung heran. Jedoch sind hier durch die Verwendung moderner Elektrolysezellen Reduktionen von jeweils rund 90% gegenüber dem heutigen Durchschnitt möglich (s. Abb. 7.16). Bis 2010 wird damit gerechnet, dass diese Emissionen durch die Modernisierung bestehender Anlagen auf ca.  $2,7 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  zurückgehen.

Die gesamten Treibhausgasemissionen von  $14 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  in 1997 sind auch ohne strukturelle Änderungen nur durch den Einsatz modernster Technik auf etwa  $8 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  reduzierbar. Dieses Reduktionspotenzial von über 40% geht zu großen Teilen auf das Modernisierungspotenzial der Elektrolysezellen zur Vermeidung des Anodeneffektes zurück. Bis 2010 ist jedoch nur mit einer Reduktion um 16% auf etwa  $11,8 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  zu rechnen. Fast zwei Drittel hiervon wird durch die Modernisierung der Elektrolysezellen erreicht. Zu einem Viertel wird die Reduktion durch die Steigerungen der Wirkungsgrade in der Strombereitstellung erzielt.

### 7.2.6 Fazit

Der spezifische Primärenergieverbrauch der Leichtverpackungsherstellung 1997 in Deutschland von  $215 \text{ GJ/t}$  weist ein technisches Verbesserungspotenzial von 25% oder  $53 \text{ GJ/t}$  auf. Ohne einschneidende Maßnahmen werden hiervon bis 2010 jedoch nur etwa 12% zu erschließen sein. Bei den Treibhausgasemissionen hingegen betragen die Reduktionspotenziale bei der Nutzung modernster Technik 40%, von denen bis 2010 vermutlich 16% zu realisieren sind.

Die Analyse der verschiedenen Prozessschritte zeigt deren unterschiedliche Bedeutung. Der Prozess der Aluminiumelektrolyse trägt mit über 60% überwiegend zu dem Primärenergieverbrauch bei. Hier wird mit 50% der überwiegende Beitrag zur Primäreinsparung bis 2010 erwartet. Mit 50% liegt das größte theoretische Verbesserungspotenzial jedoch bei dem Prozess des Kaltwalzens, welches auch bis 2010 zu großen Teilen erschlossen wird. Die Optimierung des Kaltwalzens trägt jedoch nur zu 10% zur Gesamtverbesserung bei.

Das enorme technische Reduktionspotenzial der Treibhausgasemissionen von über 40% geht überwiegend auf das Modernisierungspotenzial der Elektrolysen zurück. Hier können durch Modernisierungen erheblich klimapotente Fluorkohlenstoffemissionen verringert werden. Realistisch ist von einer Treibhausgasminde rung bis 2010 von 16% auszugehen, wobei der Anteil der Fluorkohlenstoffemissionen hieran etwa zwei Drittel beträgt. Infolge der zu etwa drei Viertel  $\text{CO}_2$ -arm erfolgenden Strombereitstellung aus Wasserkraft und Kernenergie, ist der erwartete Beitrag der Stromerzeugung mit 13% an der Treibhausgasminde rung eher gering.



## 7.3 Aluminiumeinsatz im Verkehrsbereich in Deutschland von 1997 bis 2040

Während im vorangegangenen Szenario nur die technische Entwicklung betrachtet wird, erfolgt in dem Szenario zum Aluminiumeinsatz im Verkehrsbereich in Deutschland von 1997 bis 2040 zusätzlich auch ein Strukturwandel. Dies soll u.a. dem verstärkten Einsatz von Sekundäraluminium in mobilen Anwendungen Rechnung tragen. Insgesamt wird mit einem starken Anstieg des Aluminiumeinsatzes im Mobilitätssektor gerechnet, der nicht alleine durch Sekundäraluminium aufgefangen werden kann. Der in Zukunft erforderliche Mehrbedarf an Primäraluminium ist dabei eng an die Frage nach der hierfür erforderlichen Stromerzeugung verknüpft, da diese die Primäraluminiumherstellung in vielerlei Hinsicht entscheidend beeinflusst. Das Ziel dieses Szenarios bildet die Identifikation der Technologien und Standorte zur wirtschaftlichen Stromerzeugung für die Aluminiumherstellung und den hiermit verknüpften Ressourceninanspruchnahmen.

Die Auswertung des Szenarios erfolgt sowohl hinsichtlich des absoluten und spezifischen Primärenergieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen als auch im Hinblick auf die Veränderungen in der Struktur des Energieträgermixes der Primäraluminiumherstellung.

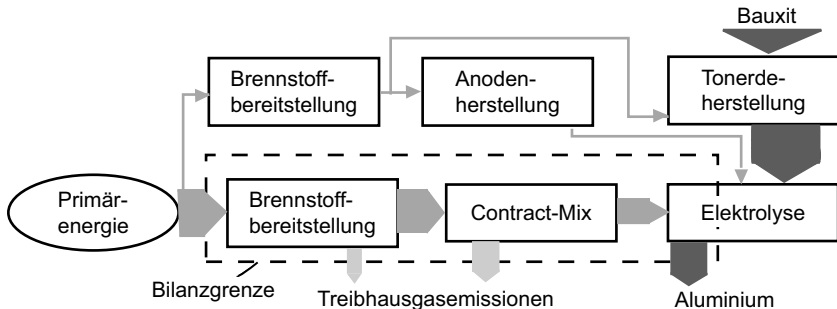
### 7.3.1 Randbedingungen und allgemeine Vorgehensweisen

In diesem Szenario der Aluminiumbereitstellung für den Verkehrssektor wird ausgehend von dem Basisjahr 1997 das Zieljahr 2040 betrachtet. Neben der erwarteten Entwicklung bis zum Jahr 2040 wird in dem Szenario 'AIV<sup>1</sup> 2040' ein über die Erwartungen hinausgehender Trend hin zum Aluminiumeinsatz im Verkehrssektor unterstellt. Der Rücklauf an sekundärem Aluminium wird als feste Randbedingung vorgegeben. Da 82% /43/ des Aluminiums im Verkehrssektor im KFZ-Bereich eingesetzt werden, bleibt das Szenario auf diesen Bereich beschränkt. Als geografische Grenze wird das Primäraluminiumaufkommen in Deutschland betrachtet, wobei für die Aluminiumimporte keine geografischen Randbedingungen vorliegen.

---

<sup>1</sup> AIV: Aluminium Intensive Vehicle

Der hier betrachtete Bilanzraum der Prozesskette der Energiebereitstellung (s. Abb. 7.17) erstreckt sich von dem Strombedarf für die Aluminiumelektrolyse bis zu den Gewinnung der hierfür erforderlichen Primärenergieträger. Die Bereitstellung der Anoden sowie deren Herstellung<sup>1</sup> und die vorgelagerten Schritte der Tonerdeherstellung bis hin zur Bauxitgewinnung bleiben unberücksichtigt.



**Abb. 7.17** Schematische Darstellung des betrachteten Bilanzraumes zur energetischen Bilanzierung

### 7.3.2 Berechnung des Basisjahres 1997

Im Basisjahr 1997 betrug der Aluminiumbedarf im deutschen Verkehrssektor (nur KFZ) 464 kt (s. Tabelle 7.3). Da die Bezugsstruktur des im KFZ-Sektor genutzten Primäraluminiums in Deutschland nicht eindeutig zu bestimmen ist, wird als Bezugsstruktur das gesamte in Deutschland bereitgestellte Primäraluminium bilanziert.

Hierzu wird zunächst für das Basisjahr 1997 das Primäraluminiumaufkommen in Deutschland bestimmt. Dies umfasst neben der heimischen Produktion von 572 kt, vor allem den Primäraluminiumimport von 1.150 kt (Importquote: 66,8%). Zu den bedeutsamen Bezugsländern Deutschlands zählen Norwegen, Russland, Kanada und Brasilien, welche zusammen die Hälfte des Primäraluminiumbedarfs decken (s. Abb. 7.18).

<sup>1</sup> Bis 2040 kann von der Einführung inerte Anoden ausgegangen werden, wodurch der heutige Prozess der Anodenerstellung entfällt. Bei der derzeitigen Primäraluminiumherstellung würde die Nutzung inerte Anoden einen weltweit verminderten Kohlenstoffbedarf von 11,5 Mt/a bedeuten /48/.

**Tabelle 7.3** Erwartete Entwicklung des Aluminiumverbrauchs, der heimischen Produktion, des Imports und des Einsatzes im KFZ-Sektor von 1997 bis 2040 in kt /54, 68, 82/

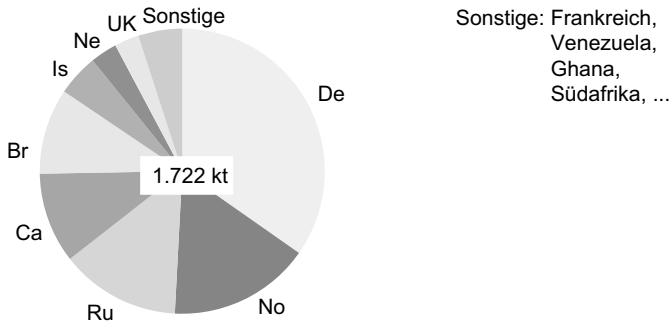
	1997	2040	AIV <sup>a</sup> 2040
<b>ges. Aluminiumverbrauch</b>	2.378	7.200	8.580
<b>heim. Primäraluminiumproduktion</b>	572	428 <sup>b</sup>	428
<b>Primäraluminiumimport</b>	1.150	4.270	4.970
<b>Primäraluminiumaufkommen<sup>c</sup></b>	1.722	4.700	5.400
<b>Primäraluminiumbedarf Verkehr</b>	371	1.725	2.760
<b>Gesamtbedarf Verkehr<sup>d</sup></b>	464	2.156	3.450

<sup>a</sup> AIV: Aluminium Intensive Vehicle, dieses Szenario geht von einem hohen Entwicklungspfad beim Aluminiumeinsatz im KFZ-Sektor bis 2040 aus (s. Kapitel 7.3.3).

<sup>b</sup> dies entspricht der in 2040 erwarteten heimischen Kapazität

<sup>c</sup> von dem Primäraluminiumaufkommen (Import + heimische Produktion) wurden 1.558 kt verbraucht; 147,1 kt gingen in den Export, 16,7 kt in Vorräte

<sup>d</sup> nur PKW-Bereich, inklusive Sekundäraluminium; beinhaltet den gesamten Bedarf der heimischen KFZ-Produktion, also auch den Teil, der exportiert wird



**Abb. 7.18** Struktur des Primäraluminiumaufkommens in Deutschland 1997 /54, 80/ eigene Berechnungen/

Für die in Abb. 7.18 dargestellten Länder wird über die einzelnen Standorte kapazitätsgewichtet der landesspezifische durchschnittliche Strombedarf bestimmt

und anschließend der jeweilige Vertragsmix für die Primäraluminiumelektrolysen inklusive der erforderlichen Brennstoffbereitstellung ermittelt. In Abb. 7.19 ist beispielhaft der Vertragsmix für Deutschland 1997 dargestellt. Die Flussbreiten sind hierbei proportional zu den Energieströmen abgebildet.

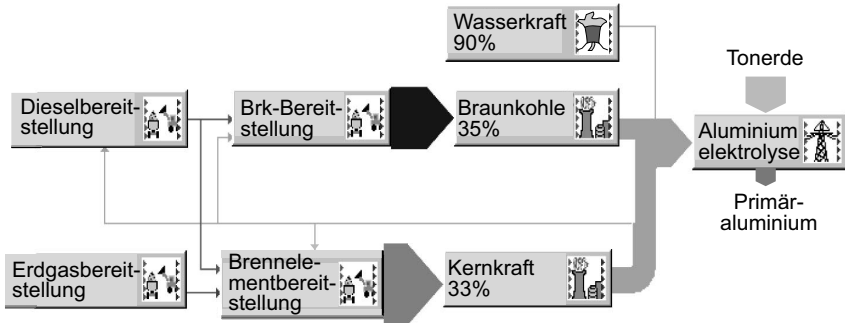


Abb. 7.19 Darstellung des deutschen Vertragsmixes 1997

### 7.3.3 Berechnung der Entwicklung bis 2040

Für das Zieljahr 2040 werden zwei Entwicklungspfade untersucht. In dem erwarteten Szenario **2040** (business-as-usual) wird die Entwicklung in den einzelnen Verbrauchssektoren abgeschätzt<sup>1</sup>, woraus sich ein gesamter Aluminiumbedarf in Deutschland von 7,2 Mt ergibt. Dabei wird von einem Ansteigen des spezifischen Aluminiumeinsatzes je Fahrzeug von derzeit 79 kg auf rund 250 kg ausgegangen, wobei die Zahl der jährlichen Neufahrzeuge von 4,7 Mio. in 1997 auf 6,9 Mio. in 2040 steigen wird. Der gesamte Aluminiumbedarf des Kfz-Sektors wird dann 2,16 Mt betragen, wobei der Anteil des Kfz-Sektors innerhalb der verschiedenen Verbrauchssektoren überproportional von 20% auf 30% steigt. Das erforderliche Primäraluminium beläuft sich somit auf 4,7 Mt.

In dem Entwicklungspfad '*Aluminium Intensive Vehicle*' (**AIV**) wird der verstärkte Aluminiumeinsatz im PKW-Sektor untersucht. Dies bedeutet, dass durch den verstärkten Trend zum Leichtbau der Aluminiumanteil auf 400 kg je PKW steigt, wodurch trotz einer verstärkten Nutzung von Sekundäraluminium der Primäraluminiumbedarf im PKW-Bereich auf 2,76 Mt zunimmt. Hieraus ergibt sich in Deutschland ein Gesamtbedarf von 8,58 Mt und ein erforderliches Primäraluminiumaufkommen von 5,4 Mt (s. Tabelle 7.3). Die übrigen Verbrauchssektoren werden ana-

<sup>1</sup> starker Zuwachs im Verkehrssektor, leichtes Wachstum im Bausektor und nur geringe Zuwächse in den Bereichen Maschinenbau, Elektrotechnik und Verpackung

log zu dem Referenzfall 2040 angenommen, was gegenüber dem Referenzfall ein Zuwachs des Imports auf fast 5 Mt bedeutet, bei einer auf rund 90% steigenden Importquote!

Die erforderliche Auswahl der Standorte der Primäraluminiumproduktion erfolgt in erster Linie unter ökonomischen Gesichtspunkten, aber auch unter Beachtung technischer, geografischer und politischer Randbedingungen, welche im folgenden erläutert werden:

### **Allgemeine Randbedingungen:**

Ausgehend von dem Primäraluminiummix 1997 in Deutschland erfolgt die Bestimmung für das Jahr 2040 unter Berücksichtigung folgender allgemeiner Randbedingungen (RB):

1. Primäre Prämisse bildet die wirtschaftliche und gesicherte Stromversorgung. Da keine direkte Kostenabschätzung des Strompreises oder der Stromgestehungskosten in 2040 vorgenommen werden kann, müssen hierzu andere Einflussfaktoren herangezogen werden. Dies sind insbesondere die Versorgungssicherheit bzw. Reichweite der eingesetzten Energieträger, technische Entwicklungen (Wirkungsgradsteigerungen, neue Stromerzeugungsverfahren, ...), Standorte mit kostengünstigen Potenzialen zur Erschließung von Kraftwerkskapazitäten, geografische Randbedingungen, energiewirtschaftliche Entwicklungen (z.B. nationale Entwicklungen im Stromsektor), politische Randbedingungen (z.B. Investitionssicherheit, Kernenergieausstieg) sowie Transportentfernungen<sup>1</sup>.
2. Von den 1997 eingesetzten Primärenergieträgern Wasserkraft, Kohle, Gas, Uran und Öl scheidet jene Energieträger aus, die auf Grund
  - (a) ihrer begrenzten Reichweite,
  - (b) zukünftig stark wachsender Inanspruchnahme und/oder
  - (c) hohen Brennstoffkostenanteils an den gesamten Stromerzeugungskosten für eine kostengünstige Stromerzeugung für die Primäraluminiumherstellung nicht mehr in Frage kommen. Infolge aller drei genannter Punkte scheidet Erdgas (außer im Mittleren Osten!) und insbesondere Erdöl durch zunehmende Verknappung (Rückgang der erforderlichen Versorgungssicherheit) und hieraus resultierende Preissteigerungen bis 2040 aus<sup>2</sup>. Von den Punkten (b) und je nach Standort auch (c) ist ebenfalls die Steinkohle betroffen, so dass deren Einsatz für 2040 nur an wenigen begünstigten Standorten erwartet wird (s.u.).

---

<sup>1</sup> Umweltrelevante Randbedingungen wie z.B. das Kyoto Protokoll und hieraus resultierende legislative Markteingriffe oder Mehrkosten durch Emissionshandel oder -besteuerung werden in diesem Szenario nicht berücksichtigt.

<sup>2</sup> Für Erdgas kommt zwar auch die noch Jahrhunderte reichende Versorgung aus Gashydraten in Frage, ob dies jedoch bis 2040 wirtschaftlich durchführbar ist, kann skeptisch beurteilt werden. Analoges gilt für die Ölgewinnung aus Ölsanden und -schiefer.

3. Der Energietransport über derzeitige (!) Landesgrenzen hinweg wird ausgeschlossen. Trotz relativ kostengünstiger Steinkohle-Hochseetransporte muss im Vergleich zum Aluminium die bis zu vierfache Steinkohlemenge transportiert werden, was für eine direkte Verstromung der Steinkohle im Förderland und der Nutzung des Stroms in der Primäraluminiumelektrolyse spricht. Auch der Stromtransport wird wegen der Netznutzungsentgelte im Allgemeinen und über Landesgrenzen<sup>1</sup> hinweg ausgeschlossen. Nukleare Kernbrennstoffe sind von dieser Randbedingung ausgenommen.
4. Als Primäraluminiumhersteller kommen nur Länder mit einem Zugang zum Meer in Frage (Ausschluss aller sogenannter 'land-locked-countries').
5. Es ist noch keine kommerzielle Nutzung der Kernfusion möglich.
6. Es wird keine kommerzielle Nutzung des Energieumwandlungssystems Brennstoffzelle (SOFC und MOFC) in der großtechnischen Stromerzeugung (betrifft nur den Mittleren Osten mit sehr preiswerten Erdgasvorkommen) realisiert; für Wasserstoff wird bis 2040 keine großtechnisch kommerzielle und regenerative Erzeugung erwartet.
7. Alle heutigen Lieferländer für Deutschland scheiden bis 2040 aus, deren aktuelle Primäraluminiumproduktion nicht den inländischen Primäraluminiumbedarf übersteigt<sup>2</sup>. Auch in diesen Ländern ist von einer Zunahme des Aluminiumbedarfs auszugehen, so dass diese zunächst einmal den eigenen wachsenden Primäraluminiumbedarf bis 2040 decken werden.
8. Die gleiche Annahme gilt auch für Schwellenländer mit wirtschaftlich ausbaufähigen Stromerzeugungskapazitäten (z.B. Indien und China).

Neben diesen allgemeinen Randbedingungen wird nun schrittweise die Vorgehensweise zur Bestimmung des Primäraluminiumaufkommens in Deutschland in 2040 vorgestellt (vergl. Abb. 7.20):

### **Schritt 1:**

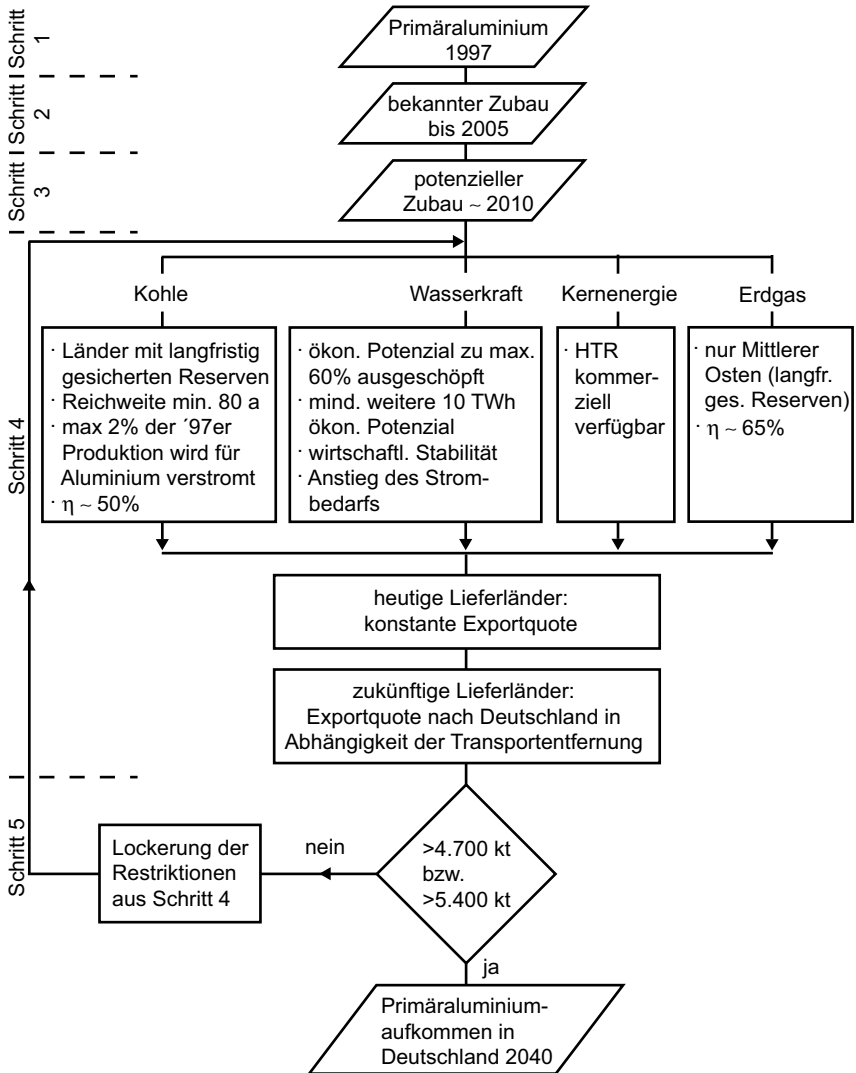
Der Primäraluminiumimport und die heimische Produktion aus dem Jahr 1997 stehen auch 2040 zur Verfügung. Der durchschnittliche spezifische Strombedarf sinkt auf rund 12,5 MWh/tAl.

Ausnahmen:

- Großbritannien, Niederlande und Frankreich fallen als Bezugsquelle für Primäraluminium bis 2040 aus (s. RB 7).
- Auf Grund derzeitiger gesetzlicher Rahmenbedingungen werden bis ca. 2020

<sup>1</sup> Derzeit beträgt in Europa der CBT (cross-border-tariff) 0,5 €/MWh.

<sup>2</sup> Dies betrifft Frankreich, Großbritannien und die Niederlande. Bei beiden letztgenannten Ländern werden z.Zt. auch fossile Energieträger in der Strombereitstellung eingesetzt, was für einen Ausschluss spricht. Frankreich kommt eventuell bei einer langfristigen Fortsetzung der Kernenergienutzung für den Aluminiumexport in Frage.



**Abb. 7.20** Flussablaufdiagramm der Vorgehensweise zur Bestimmung des Primäraluminiumaufkommens in Deutschland in 2040

sämtliche derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke in Deutschland stillgelegt<sup>1</sup>. Die verbliebenen Braunkohlekraftwerke weisen einen durchschnittli-

chen Wirkungsgrad von 47% auf.

### **Schritt 2:**

Der in den letzten Jahren erfolgte, im Bau befindliche oder bis 2005 sicher planbare Kapazitätsausbau<sup>1</sup> an Aluminiumsmeltern wird mit Hilfe von /55, 75, 79/ analysiert und näherungsweise mit der Exportquote nach Deutschland aus 1997 berücksichtigt. Hierunter fällt auch die kostengünstige Nutzung von Erdgas mittels Erdgas-GuD-Kraftwerken, was häufig als Koppelprodukt bei der Erdölförderung anfällt. Bei 'neuen' Bezugsländern (Dubai, Argentinien und Mozambique) wird der Exportanteil nach Deutschland in Abhängigkeit von der Transportentfernung geschätzt (vergl. Tabelle 9.2 im Anhang).

### **Schritt 3:**

Die für die Jahre nach 2005 geplanten bzw. z.Zt. in Machbarkeitsstudien untersuchten Projekte werden hier berücksichtigt /79/. Es wird davon ausgegangen, dass nicht sämtliche Vorhaben kurzfristig (bis 2010), jedoch langfristig bis 2040, realisiert werden<sup>2</sup>.

### **Schritt 4:**

Der nun noch erforderliche Mehrbedarf an Primäraluminium in 2040 muss durch weitere zusätzliche Importe gedeckt werden. Wirtschaftliche (hinsichtlich der Stromerzeugung) Zubaupotenziale an Elektrolysekapazitäten werden zunächst in den derzeitigen bzw. in den derzeit bekannten zukünftigen aluminiumproduzierenden Staaten und insbesondere in den bisherigen Lieferländern gesucht. Detaillierte Untersuchungen, z.B. hinsichtlich der

- spezifischen Investitionsbedingungen des Standortes (Steuern, langfristige politische, soziale und wirtschaftliche Stabilität) oder der
  - infrastrukturellen Erschließung des Küstenzugangs (Schienennetz, Binnenwasserstraßen, Straßennetz, Umschlagseinrichtungen) für den Input von Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen sowie für die Vermarktung fertiger Produkte<sup>3</sup>
- wären zwar hilfreich, sind aber wegen fehlender Informationen über derartig lange

---

<sup>1</sup> Mit dem Kernenergieausstieg in Deutschland ist unweigerlich die Schließung zweier Elektrolysen in Norddeutschland verbunden, welche bisher durch Kernkraftwerke versorgt werden. Dieser Verlust von 175 kt Jahresproduktion wirkt sich bis 2040 mit knapp 4% auf das gesamte Primäraluminiumaufkommen von 4,7 Mt aus.

<sup>1</sup> Insbesondere in Brasilien, Kanada, Mozambique, Australien, Norwegen, Dubai und Island; Kapazitätserweiterungen in VR China und Indien werden aus o.g. Gründen nicht betrachtet.

<sup>2</sup> Dies umfasst neben den in der Fußnote 1 genannten Ländern: Russland, Argentinien, Chile, Venezuela, Bahrain, Oman und Südafrika (Kanada nur Projekte an der Ostküste!).

<sup>3</sup> Ein Küstenstandort ist bei Massengütern immer zu bevorzugen, um Inlandstransporte zu minimieren, da diese im Vergleich zu Seetransporten überproportionale Transportkostenanteile durch hohe spezifische Transportkosten induzieren.



Zeiträume kaum möglich. Für die hier durchgeführte globale (Macro-)Analyse erfolgt die Standortsuche nach den oben genannten Kriterien.

Als Energieträger für die Verstromung werden nur Steinkohle, Wasserkraft, Kernenergie und regional eng begrenzt Erdgas untersucht. Neben den bereits genannten allgemeinen Randbedingungen sind in Bezug auf die Energieträger weitere Restriktionen zu berücksichtigen, die ausführlich in Kapitel 9.3 im Anhang erläutert werden.

#### **Schritt 5:**

Hier erfolgt die Verifizierung der Bedingung, ob die erforderlichen 4.700 kt, bzw. 5.400 kt Primäraluminium erreicht sind. Falls nicht, wird der Schritt 4 solange durchlaufen, bis diese Bedingung erfüllt ist. Dabei werden die im Schritt 4 gestellten Restriktionen schrittweise gelockert:

- Der Anteil der im Förderland für die Aluminiumherstellung verstromten Steinkohle steigt schrittweise auf bis zu 2% der Gewinnung in 1997.
- Einige der geografisch begünstigten mittel- und südamerikanischen Länder (werden als *lateinamerikanische Region* zusammengefasst) Costa Rica, Guatemala, Honduras und Kolumbien sowie die afrikanischen Staaten Gabun, Guinea, Kongo und Zaire<sup>1</sup> (*westafrikanische Region*) werden ebenfalls zu aluminiumproduzierenden Ländern auf Basis von Wasserkraft. Zwar liegen in den afrikanischen Staaten deutlich größere Wasserkraftpotenziale vor<sup>2</sup>, allerdings sind die wirtschaftspolitischen Investitionsbedingungen in den lateinamerikanischen Staaten günstiger einzuschätzen. In beiden Regionen wird bis zu 2,5 Mt Kapazität zugebaut, wobei das ökonomische Potenzial dann zu maximal 50% ausgeschöpft ist. Weiterer nennenswerter Kapazitätszubau auf Basis von Wasserkraft wird in Russland und Island unterstellt.
- In mehreren Ländern wird durch die Verteuerung fossiler Energieträger und aus umwelt- und klimapolitischen Zwängen der Ausbau der derzeit stagnierenden Kernenergie forciert. Dies wird vermutlich nur in den derzeit Kernkraft nutzenden Staaten erfolgen. Die meisten der in Frage kommenden Länder sind ebenfalls große Aluminiumnutzer<sup>3</sup> und werden zunächst den eigenen Bedarf decken, bevor ein Export in Frage kommt.  
Neben den derzeit betriebenen Leichtwasserreaktoren wird der von Südafrika forcierten HTR-Linie weltweit Chancen eingeräumt. Insgesamt wird ein Zubau an Elektrolysekapazitäten auf Basis von Kernkraft von ~1 Mt erwartet, der je zur Hälfte auf weiter entwickelten Leichtwasserreaktoren und gasgekühlten HTR besteht und als ortsunabhängig betrachtet wird.

Die Restriktionen aus dem Schritt 4 werden so lange schrittweise gelockert, bis

---

<sup>1</sup> eventuell auch Madagaskar

<sup>2</sup> insbesondere Zaire

<sup>3</sup> z.B. USA, Kanada, Großbritannien, ...

die Bedingung in Schritt 5 erfüllt ist. Hieraus erhält man das Primäraluminiumaufkommen in Deutschland in 2040, inklusive der für die Stromerzeugung eingesetzten Energieträger.

Die Bewertung der Ergebnisse erfolgt über den Primärenergieeinsatz und die freigesetzten Treibhausgasemissionen. Die Ergebnisse werden dabei weniger durch die eingesetzte Verstromungstechnologie (Wirkungsgrad, ...), sondern vielmehr durch die einzelnen Anteile der eingesetzten Primärenergieträger bestimmt.

### 7.3.4 Ergebnisse

Mit dem bis 2040 in Deutschland erwarteten Primäraluminiumbedarf von 4,7 Mt ist selbst bei einem von heute rund 14,8 MWh/t um 15% auf 12,5 MWh/t sinkenden durchschnittlichen Strombedarf eine elektrische Arbeit von fast 59 TWh erforderlich (1997: 25,4 TWh). Im Fall AIV sind sogar 67,5 TWh nötig. Die benötigte elektrische Leistung steigt von derzeit etwa 4 GW auf über 10 GW bzw. im Fall AIV auf über 11 GW (s. Tabelle 7.4).

**Tabelle 7.4** Kennwerte des Energie- und Leistungsbedarfs der Primäraluminiumbereitung für Deutschland 1997, 2040 und AIV

	1997	2040	AIV
<b>spez. Strombedarf [kWh/kg]</b>	14,8	12,5	12,5
<b>el. Arbeit [TWh]</b>	25,4 <sup>a</sup>	58,8	67,5
<b>el. Leistungsbedarf des Primäraluminiumbezugs [GW]</b>	4 <sup>b</sup>	10,1 <sup>c</sup>	11,1 <sup>d</sup>

<sup>a</sup> hiervon 8,35 TWh in Deutschland

<sup>b</sup> Anteil der Wasserkraft 55%, mit  $T_0 = 5000$  h/a; Rest  $T_0 = 8000$  h/a

<sup>c</sup> Anteil der Wasserkraft 73%, mit  $T_0 = 5000$  h/a; Rest  $T_0 = 8000$  h/a

<sup>d</sup> Anteil der Wasserkraft 64%, mit  $T_0 = 5000$  h/a; Rest  $T_0 = 8000$  h/a

Bei der Durchführung der in Kapitel 7.3.3 erläuterten Vorgehensweise ergibt sich für die erforderlichen 4,7 Mt eine Verteilung bezüglich der eingesetzten Energieträger gemäß Tabelle 7.5. Das als gesichert zu bezeichnende Aufkommen aus den Schritten 1 und 2 beträgt rund 1,7 Mt Aluminium.

Die derzeitigen Schwerpunkte im Kapazitätsausbau bis 2005 (Schritt 2) liegen, bezogen auf 1997, in Australien (475 kt, +28%), Kanada<sup>1</sup> (360 kt, +16%), Russland (321 kt, +10%), Brasilien (165 kt, +13%) und Island (44 kt, +27%), wobei die Werte den absoluten Kapazitätszubau beschreiben. Neben diesen klassischen Aluminiumerzeugern erfolgen nennenswerte Kapazitätserweiterungen oder Neuanlagen u.a. in Trinidad und Tobago, Venezuela, Mozambique, Dubai und Argentinien.

<sup>1</sup> nur Ostküste!

**Tabelle 7.5** In den jeweiligen Schritten bereitgestelltes Primäraluminium für Deutschland in 2040, unterteilt nach den eingesetzten Primärenergieträgern der Stromerzeugung in kt

eingesetzter Energieträger	Schritt 1	Schritt 2	Schritt 3	Schritt 4/5	Gesamt
<b>Wasserkraft</b>	795	327	710	1.545	<b>3.377</b>
<b>Kohle</b>	456	68	25	64	<b>613</b>
<b>Kernenergie</b>	-	-	60	200	<b>260</b>
<b>Erdgas</b>	-	50	226	160	<b>436</b>
<b>Summe</b>	<b>1.251</b>	<b>445</b>	<b>1.021</b>	<b>1.970</b>	<b>4.687</b>

Als relativ gesichert können auch die etwa 1 Mt aus Schritt 3 angesehen werden (beruht auf derzeit durchgeführten Machbarkeitsstudien). Die noch erforderlichen 2 Mt aus Schritt 4 und 5 unterliegen nach den oben genannten Randbedingungen Unsicherheiten, so dass diese meist nicht mehr länderspezifisch, sondern regional unterteilt nach den eingesetzten Energieträgern ausgewiesen werden. Eine detaillierte Übersicht findet sich im Anhang unter Tabelle 9.7.

Für das Szenario *AIV* ergibt sich gegenüber dem Szenario *2040* ein Mehrbedarf von 700 kt. Um diese große Lücke zu schließen, sind erhebliche Anstrengungen erforderlich, um gleichzeitig eine kostengünstige und auch ressourcenschonende Strombereitstellung zu gewährleisten. Es werden zwei Entwicklungspfade als wahrscheinlich erachtet, die keine regionale Unterteilung aufweisen, sondern sich in den eingesetzten Energieträgern für die Verstromung unterscheiden:

- **AIV A:**

Es wird davon ausgegangen, dass keine weiteren fossilen Energieträger eingesetzt werden, so dass die fehlenden 700 kt Primäraluminium je zur Hälfte auf der Basis von Wasserkraft und Kernenergie gedeckt werden.

An welchen Standorten Kernkraftwerke hierfür gebaut werden, ist kaum prognostizierbar (hier kommt neben Frankreich, Großbritannien und Russland, vor allem auch ein 'Wiedereinstieg' in die Kerntechnik in Deutschland in Frage), weshalb hier statt einer standortabhängigen Beschreibung nur noch eine technikabhängige erfolgt. Die erforderlichen 550 MW werden je zur Hälfte als LWR und PMBR ausgeführt.

In dem Szenario *2040* sind die Wasserkraftpotenziale in Norwegen, Island und Kanada bereits weitgehend ausgebaut. Daher wird eine verstärkte Nutzung der Wasserkraft neben Russland in westafrikanischen und auch lateinamerikanischen Staaten für möglich gehalten, wo noch weitere ökonomische Potenziale vorhanden sind. Die Unterteilung erfolgt nach Klimaregionen, wobei die größten Potenziale in eher tropischen Regionen bestehen. Potenziale in borealen und gemäßigten Regionen liegen, abgesehen von Russland, fast ausschließlich auf der Südhalbkugel vor<sup>1</sup>.

- **AIV B:**

Mit der Annahme, dass bereits in dem Szenario 2040 die Wasserkraft weitgehend ausgebaut ist und der weitere Ausbau, trotz vorhandener ungenutzter ökonomischer Kapazitäten in Schwellen- und Entwicklungsländern, an umwelt- oder gesellschaftspolitischen Zwängen scheitert, wird in diesem Szenario die Entwicklung einer verstärkten Nutzung der Kernenergie untersucht. Die noch zu schließende Deckungslücke wird hier ganz mit Kernenergie geschlossen, wobei die benötigten 1.100 MW je zur Hälfte als LWR und PMBR realisiert werden.

Bei der Gegenüberstellung des Primäraluminiumaufkommens 1997, 2040 und AIV, unterteilt nach der Herkunft, zeigen sich durch den starken Verbrauchszuwachs und dem Rückgang der heimischen Produktion bis 2040 deutliche Verschiebungen hin zu einem verstärkten Import. So wird in dem Szenario 2040 ein Anwachsen der Importquote von 67% auf 91% erwartet (Abb. 7.21 a und b). Deutliche Zuwächse (relativ und absolut) weisen hierbei Importe aus Island, dem Mittleren Osten, Lateinamerika und auch (dem westlichen) Afrika auf. Nach Island (+600 kt) und den beiden letztgenannten Regionen (jeweils +500 kt) weist dabei Russland mit 400 kt den größten absoluten Zuwachs auf. Die größten Anteile werden für 2040 in Island mit 14,3%, Russland mit 12,8% und Deutschland mit 7,9% erwartet.

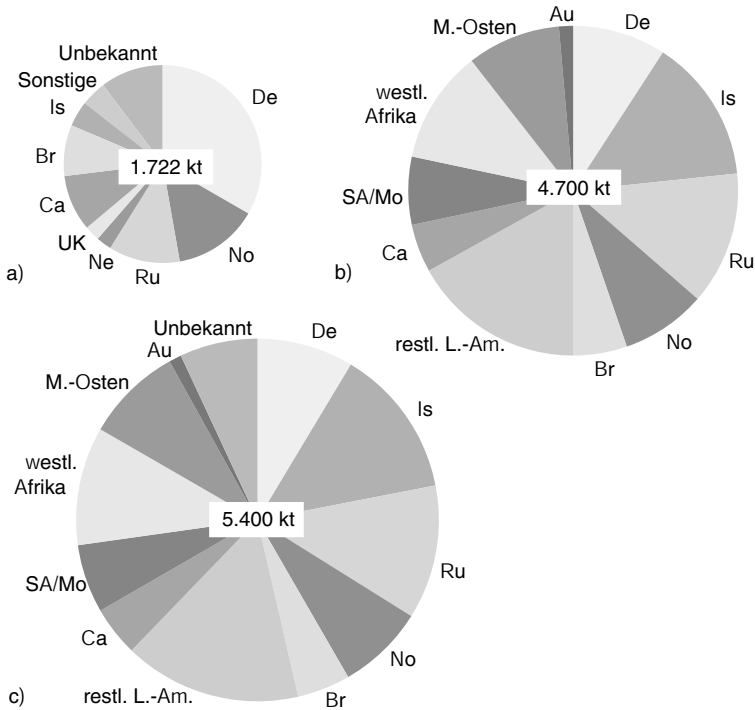
In dem Szenario AIV tritt infolge des Mehrbedarfs von 700 kt eine Deckungslücke von 13% auf, welche vermutlich durch den Einsatz von Kernenergie bzw. Wasserkraft geschlossen wird (in Abb. 7.21c als Unbekannt bezeichnet).

Der Vergleich der eingesetzten Energieträger in der Verstromung zur Primäraluminiumherstellung verdeutlicht die dominierende Rolle der Wasserkraft (s. Abb. 7.22). Infolge der heimischen Aluminiumproduktion weisen 1997 die Kernenergie (20%) und die Braunkohle (15%) nennenswerte Anteile auf, die u.a. durch den zunehmenden Import bis 2040 zurückgehen. In dem Szenario 2040 wird von einem überproportionalen Wachstum der Stromerzeugung aus Wasserkraft auf 73% und Erdgas auf 9% ausgegangen. Die Stromerzeugung aus Kohlen nimmt zwar absolut leicht zu, der Anteil wird jedoch zurückgehen. Die Realisierung des Ausstiegsbeschlusses aus der Kernenergie in Deutschland wird den Beitrag der Kernenergie absolut und relativ deutlich reduzieren (der Anteil sinkt auf vermutlich 6%, welche ausschließlich importiert werden, s. Abb. 7.22b).

Erst in den beiden aluminiumintensiven Szenarien AIV A und AIV B wird wieder mit einer wachsenden Bedeutung der Kernenergie gerechnet. Da hier von einem weltweit (wohl auch in Deutschland) verstärkten Einsatz der Kernenergie ausgegangen wird, steigt der Anteil des Primäraluminiums auf der Basis von Kernenergie

---

<sup>1</sup> wobei 60% tropisch, 30% gemäßigt (südliches Amerika und Afrika) und 20% boreal (Russland und die Anden-Region) angenommen werden

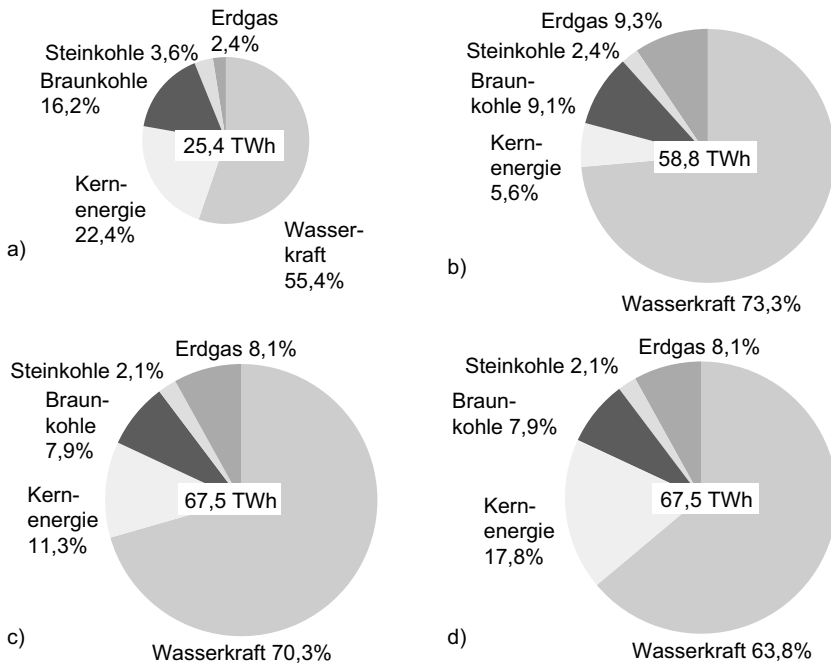


**Abb. 7.21** Bezugsstruktur des Primäraluminiumaufkommens in Deutschland  
a) 1997, b) 2040 und c) A/V

gie auf 11% (A/V A) bzw. 18% (A/V B). Die anderen Energieträger gehen entsprechend anteilig zurück (s. Abb. 7.22c und d).

Die in Abb. 7.23a dargestellte Entwicklung des spezifischen strombedingten Primärenergieverbrauchs der Aluminiuelektrolyse des deutschen Primäraluminiumaufkommens ist auf drei Effekte zurückzuführen. Der ca. 40%ige Rückgang des spezifischen Primärenergieverbrauchs in dem Referenzszenario von 103 GJ/t auf 61 GJ/t wird verursacht durch:

- den Rückgang des spezifischen Strombedarfs der Elektrolysen von derzeit rund 14,8 MWh/t auf 12,5 MWh/t,
- die Verschiebungen im Energieträgermix und
- die erheblichen Steigerungen der Wirkungsgrade der thermischen Kraftwerke.



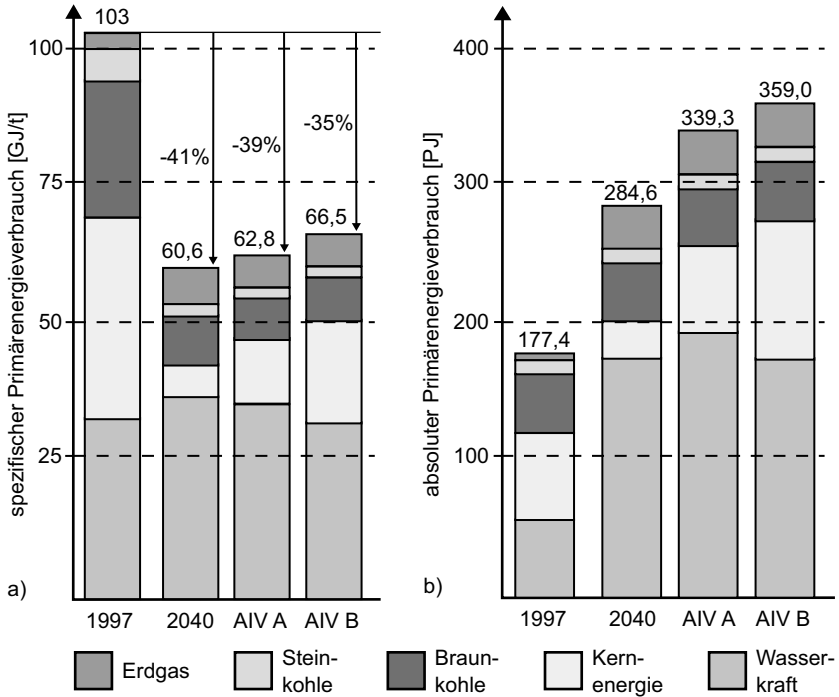
**Abb. 7.22** Energieträgermix des Primäraluminiumaufkommens in Deutschland

- a) 1997
- b) 2040
- c) AIV A
- d) AIV B

Durch den überwiegenden Einsatz von Wasserkraft in der Verstromung für die Primäraluminiumherstellung überwiegen hier die Verbesserungen der Elektrolýstechnik und vor allem die Effekte der Energieträgersubstitution gegenüber den Steigerungen bei den Kraftwerkswirkungsgraden. Bei der Energieträgersubstitution macht sich vor allem der Schwenk von Kohle und Kernenergie hin zu Erdgas und Wasserkraft bemerkbar.

In den beiden aluminiumintensiveren Szenarien 2040 AIV A und B liegt der spezifische Primärenergiebedarf etwas höher, da hier von einem verstärkten Einsatz von Kernkraftwerken ausgegangen wird.

Die in Abb. 7.23b dargestellte Entwicklung des absoluten Primärenergieverbrauchs und seine Verteilung auf die Energieträger zeigt den deutlichen Zuwachs des absoluten Primärenergieverbrauchs für die Strombereitstellung der Primäraluminiumelektrolysen.



**Abb. 7.23** Entwicklung des  
 a) spezifischen strombedingten Primärenergieverbrauchs und des  
 b) absoluten strombedingten Primärenergieverbrauchs  
 der Elektrolysen des deutschen Primäraluminiumaufkommens von 1997 bis  
 2040 unterteilt nach Primärenergieträgern

Der Anstieg wird zwar durch die Nutzung technischer Verbesserungspotenziale gemildert, dies kann jedoch nicht den massiven Anstieg infolge des Mehrbedarfs von rund 170% bzw. 210% ausgleichen. Zumindest kann der Anstieg durch die drei oben genannten Effekte bis 2040 auf 60%, bzw. 100% im Falle AIV, reduziert werden. Auch bei derartig langen Zeithorizonten sind dies enorme Zuwächse, deren Befriedigung eine anspruchsvolle Zukunftsaufgabe bildet.

Mit einer Verdreifachung der eingesetzten Primärenergie weist die Wasserkraft den größten absoluten Zuwachs in der Stromerzeugung im dem Referenzszenario 2040 gegenüber 1997 auf. Bei dem vorher eher geringen Einsatz von Erdgas wird von einem starken Anstieg ausgegangen, der jedoch ausschließlich in der Nutzung bisher wenig in Anspruch genommener Erdgasreserven im Mittleren Osten beruht. Ob diese massive Nutzung der Erdgasreserven für Deutschland realisier-

bar ist, hängt in erster Linie von den weiteren Konkurrenzmärkten für Primäraluminium (USA und Ferner Osten), aber auch von den Abnahmemärkten für LNG ab.

Die in Abb. 7.24a dargestellte Entwicklung der spezifischen strombedingten Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung für die Elektrolysen zeigt für das Referenzszenario 2040 einen Rückgang von derzeit  $4,1 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  auf rund  $2,4 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$ . Dieser Rückgang um 41% beruht auf dem überproportionalen Rückgang der Kohlendioxidemissionen um 54%. Durch den starken Zuwachs an Wasserkraft im Energieträgermix nehmen jedoch die Methanemissionen zu. Stammen diese 1997 zu 92% aus der Wasserkraftnutzung, wird dieser Anteil durch die Verbesserungen bzw. den Rückgang des mit 6% beteiligten untertägigen Steinkohlebergbaus bis 2040 auf rund 99% ansteigen. In den beiden aluminiumintensiven Szenarien AIV gehen die spezifischen Emissionen durch den konstanten Einsatz kohlenstoffhaltiger Energieträger und der verstärkten Nutzung der Wasserkraft und vor allem der Kernenergie (insbesondere bei dem Szenario AIV B) auf rund  $2,2 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  bzw.  $2,1 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{Al}}$  weiter zurück.

Abb. 7.24b zeigt die insgesamt freigesetzten Treibhausgase, wobei hier zusätzlich eine verursachergerechte Unterteilung in die Strombereitstellungssysteme vorgenommen ist. Trotz des starken Zuwachses des Primäraluminiumbedarfs um 170% bzw. 210% steigen die Treibhausgasemissionen 'nur' um rund 70%, von  $6,6 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$  auf  $11,3 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$ .

War 1997 die Stromerzeugung aus Braunkohle mit  $4,6 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$  der größte Treibhausgasemittent<sup>1</sup>, so ist dies mit  $5 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$  auch in 2040 der Fall. In Folge des Kernenergieausstiegs in Deutschland wird verstärkt Braunkohle eingesetzt werden müssen (~97% des deutschen Vertragsmixes in 2040), was trotz erheblicher Wirkungsgradsteigerungen in einem leicht steigenden Primärenergieeinsatz resultiert (1997:  $4,5 \text{ Mt}_{\text{BrK}}$ ; 2040:  $4,8 \text{ Mt}_{\text{BrK}}$ ).

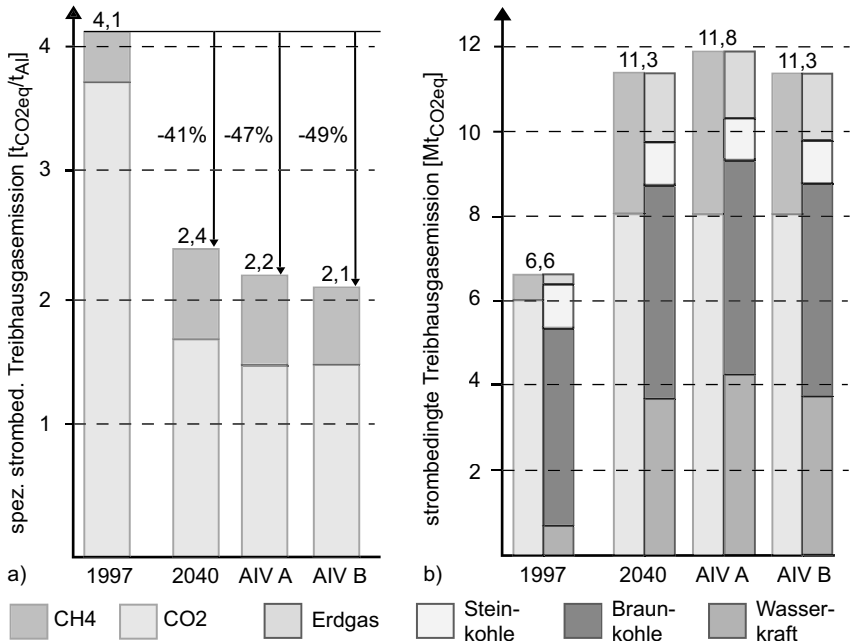
Infolge der verstärkten Nutzung der Wasserkraft in tropischen Regionen steigen die Treibhausgasemissionen bis 2040, insbesondere die Methanemissionen, auf  $3,7 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$  (Szenario 2040 und AIV B) bzw.  $4,2 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$  (Szenario AIV A) stark an. Dies bedeutet, dass bei der Berücksichtigung von Treibhausgasemissionen aus der Zersetzung von Biomasse, Wasserkraft in 2040 mit etwa einem Drittel an den gesamten Treibhausgasemissionen beteiligt sein wird.

Trotz des erwarteten leichten Anstiegs der verstromten Steinkohle bleiben die Treibhausgasfreisetzungen durch die Steigerung der Kraftwerkswirkungsgrade bei  $1 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$  konstant.

Der steigende Einsatz von Erdgas lässt die Treibhausgasemissionen, trotz hoher Kraftwerkswirkungsgrade von 65% und brennstoffbedingten geringen spezifischen Kohlendioxidemissionen, von derzeitigen knapp  $0,3 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$  auf

<sup>1</sup> Dies entspricht einem Anteil von 70%, wobei der Anteil der Braunkohle in der Verstromung nur 16% beträgt.





**Abb. 7.24** Entwicklung der strombedingten Treibhausgasemissionen der Elektrolysen des deutschen Primäraluminiumaufkommens von 1997 bis 2040:

- a) spezifisch, unterteilt in die Treibhausgase
- b) absolut, unterteilt in die Treibhausgase und ursächlichen Energieträger

1,6 Mt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> ansteigen. Der Beitrag der Methanemissionen aus der Erdgasgewinnung und Transport an den Treibhausgasemissionen der Erdgasverstromung liegt bei allen Szenarien bei geringen 1,5%.

Der Beitrag der Stromerzeugung aus Kernenergie zu den Treibhausgasemissionen ist sehr gering und kann vernachlässigt werden. Dies liegt an dem quasi CO<sub>2</sub>-freien Betrieb der Kernkraftwerke. Unter Berücksichtigung der Prozesse der Brennelementherstellung können durch den Einsatz fossiler Energieträger geringfügig Emissionen auftreten. Diese sind jedoch auf Grund der hohen Energiedichte des Zielproduktes (~3,9 TJ/kg, bei einem Anreicherungsgrad von 4,5% U<sub>235</sub>) vernachlässigbar. Durch die Verwendung des modernen Zentrifugenverfahrens zum Anreichern ist selbst bei einem ungünstigen treibhausgasintensiven Strommix nur mit minimalen Emissionen zu rechnen<sup>1</sup>.

### 7.3.5 Zusammenfassende Diskussion der Ergebnisse

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Deckung des Strombedarfs für das Primäraluminiumaufkommen in Deutschland von 4,7 Mt nur als global lösbar anzusehen ist. Zu berücksichtigen sind natürlich die Folgen eines zu erwartenden Kernenergieausstiegs in Deutschland und der Verringerung der heimischen Primäraluminiumproduktion. Hierdurch, aber vor allem durch den enormen heimischen Nachfrageschub, steigt die Importquote auf rund 90% an, was zu entsprechenden Importabhängigkeiten führt.

Die Folgen des enormen Nachfrageschubs bis 2040 von 170% haben natürlich Auswirkungen auf die Ressourceninanspruchnahmen. Zumindest lassen sich durch Energieträgersubstitutionen und den technologischen Fortschritt sowohl bei der Verbesserung der Elektrolysetechnik als auch bei der Effizienz der Strombereitstellung die Folgen der zunehmenden Ressourceninanspruchnahme mildern. So steigt dennoch absolut die Inanspruchnahme von Primärenergie bis 2040 um 60% und die Freisetzung von Treibhausgasen um 70% an.

In dem aluminiumintensiven Szenario AIV steigen mit dem Mehrbedarf von 700 kt auch die Unsicherheiten bei der Bestimmung der hierfür eingesetzten Energieträger. Die Standorte der Aluminiumproduktion können mit dem hier zu Grunde gelegten Verfahren nicht prognostiziert werden. Da ein verstärkter Einsatz fossiler Energieträger aus Klimaschutzgründen und Ressourcenverknappung abwegig ist, kommt in diesem Szenario nur der massive Einsatz von Wasserkraft und Kernenergie in Frage. Die hierfür erforderlichen Wasserkraftkapazitäten von weiteren rund 1 GW (alleine für den Primäraluminiumbedarf in Deutschland!) werden dann nur noch in derzeitig wenig stabilen eher tropischen Regionen Lateinamerikas und (West-)Afrikas realisierbar sein. Dies wirft neben den umweltrelevanten und sozialen Problemen die Frage nach der Sicherheit derartiger Investitionen auf. Auch ein massiver Zubau von Kernkraftwerken ist unter gegenwärtigen Bedingungen fraglich. Neben den gesellschaftlichen Akzeptanzproblemen auf Grund von Sicherheitsrisiken und der derzeit ungewissen Entsorgungsfrage, wobei ersteres durch inhärent sichere Kernkraftwerke (s.u.) lösbar erscheint, bleiben die hohen Investitionskosten neuer Kernkraftwerke ein kritischer Punkt.

Mit Unsicherheiten ist ebenso die zukünftige Verstromung von Braunkohle in Deutschland behaftet, welche bei einer strikten CO<sub>2</sub>-Minderungspolitik nicht mehr in dem heutigen Maßstab durchgeführt werden dürfte<sup>1</sup>. Sollte es zukünftig zu einer politisch motivierten CO<sub>2</sub>-Minderungspolitik kommen, ist je nach Ausgestaltung eine wirtschaftliche heimische Primäraluminiumproduktion kaum mehr möglich und wenn, dann nur auf Basis von Kernenergie. Dies steht jedoch im Kontrast zu dem

---

<sup>1</sup> Selbst mit einem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Strommixes von 1 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/kWh<sub>el</sub> und einem Strombedarf der Anreicherung von 35 kWh<sub>el</sub>/kg UTA ergeben sich bei einem derzeitigen Leichtwasserreaktor mit 33% Wirkungsgrad spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromes von unter 0,003 kg/kWh<sub>el</sub>.

Ausstiegsbeschluss der jetzigen Bundesregierung.

Für den eventuellen Wiedereinstieg in die Kernenergie in Deutschland ist ein gesellschaftspolitischer Konsens erforderlich. Hierzu bedarf es neben einem gesicherten Entscheidungspfad der Kernbrennstoffe auch die Realisierung von Kernkraftwerken, welche bei jedem Störereignis radioaktive Spaltprodukte praktisch vollständig in der Reaktoranlage zurückhalten. Daneben ist für die Stromversorgung der Primäraluminiumindustrie ein wirtschaftlicher Betrieb erforderlich, d.h. die Investitionskosten (der bei Kernkraftwerken mit Abstand größte Kostenanteil der Stromgestehungskosten) sollten inflationsbereinigt unter 1500 €/kW liegen. Die letzten beiden Forderungen werden am ehesten durch inhärent sichere Hochtemperaturreaktoren (HTR) sichergestellt. Am weitesten vorangeschritten sind die Planungen bezüglich einer Markteinführung in Südafrika. Die südafrikanische Versorgungsgesellschaft ESKOM plant, kleine modulare Einheiten mit rund 110 MW<sub>el</sub> bis zum Ende dieses Jahrzehnts in Serienfertigung für etwa 1.000 bis 1.200 \$/kW anzubieten.

Zur Minderung steigender Importabhängigkeiten wird einem Ausbau der Elektrolysekapazitäten bis 2040 in Deutschland wenig Chancen eingeräumt. Preisrückgänge infolge der Liberalisierung und der Überkapazitäten auf dem Kraftwerkmarkt sind bereits realisiert. Gerade der Kernenergieausstieg in Deutschland wird zukünftig zu einer starken Veränderung im Grundlastbereich führen, was zu entsprechenden Strompreiserhöhungen führen wird.

Bei der zukünftigen Verstromung der Steinkohle liegen die Unsicherheiten weniger in der Wahl der Standortländer, als vielmehr darin, in wieweit die erschließbaren ökonomischen Reserven für die Aluminiumerzeugung zur Verfügung stehen.

Die Wasserkraft weist zwar global erhebliches wirtschaftliches Ausbaupotenzial auf, aber dies ist ungleichförmig verteilt. Die größten ungenutzten Potenziale befinden sich in Afrika, wobei in diesen Staaten die politisch-wirtschaftliche Stabilität zumindest derzeit kaum gegeben ist. Dies vergrößert die Unsicherheiten des Szenarios, da in dieser Region mit einem Zubau von ca. 2,5 Mt Elektrolysekapazität gerechnet wird und von deren Produktion ein Fünftel nach Deutschland exportiert werden soll.

Beim Einsatz von Erdgas wird neben den derzeit bekannten Planungen im Mittleren Osten ein weiterer Ausbau an Elektrolysekapazität von 0,8 Mt angenommen, der ebenfalls zu einem Fünftel nach Deutschland exportiert wird. Zukünftig ist damit zu rechnen, dass das bisher wenig genutzte Erdgas von weiteren Abnahme-

---

<sup>1</sup> Für den weiteren langfristigen Einsatz der Braunkohle in der Grundlast in Deutschland sprechen zu erwartende steigende Importabhängigkeiten, fehlende Alternativen bei dem gesetzlich geregelten Kernenergieausstieg und die erwartete Berücksichtigung von sogenannten 'early-action' (=frühzeitige Maßnahmen zur Treibhausgasminderung) bei dem EU-weiten Treibhausgaszertifikatehandel ab 2005.

märkten (LNG für Fern-Ost, Ferntransport per Pipeline nach Mittel-Europa oder Meerwasserentsalzungsanlagen) beansprucht wird.

Neben den bisher genannten Unsicherheiten muss auf die Problematik der Bewertung der Treibhausgasemissionen aus der Wasserkraftnutzung verwiesen werden. Durch den erwarteten starken Ausbau der Wasserkraftnutzung, gerade in tropischen Regionen, machen diese 2040 mit rund 4 Mt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> ein Drittel der gesamten Treibhausgasemissionen aus. Da es noch keine wissenschaftlich anerkannte Vorgehensweise zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen aus der Wasserkraftnutzung gibt, sind hier die Abschätzungen aus /15/ verwendet worden. Abweichungen von insgesamt bis zu 1 Mt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> werden als möglich erachtet.

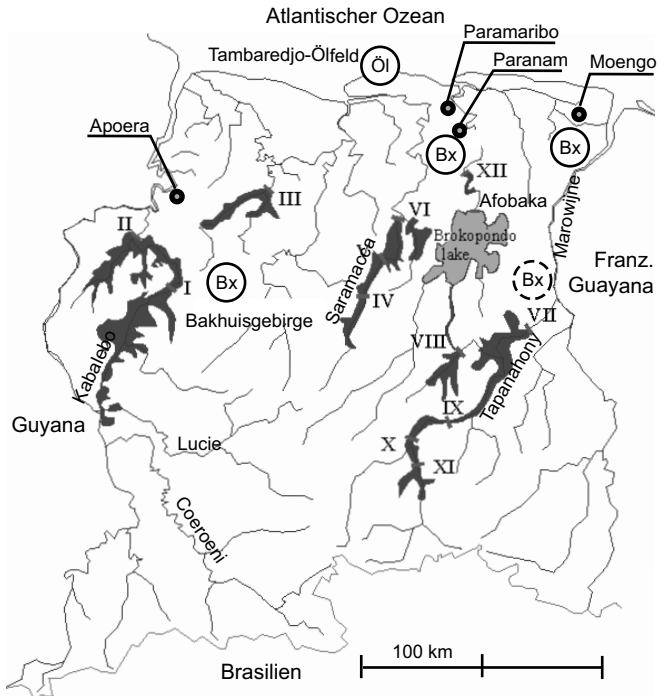
## 7.4 Ausbau der Primäraluminiumherstellung in Surinam

Das südamerikanische Surinam liegt nördlich von Brasilien und gehört mit seinen großen Bauxitreserven zu den zehn wichtigsten Abbauländern dieses Rohstoffs. Zur Steigerung der heimischen Wertschöpfung strebt Surinam den Ausbau der eigenen Primäraluminiumherstellung an. Dafür ist eine gesicherte, umweltschonende und vor allem kostengünstige Stromversorgung erforderlich, was hier schwerpunktmäßig untersucht wird.

### 7.4.1 Die Ausgangslage in Surinam

#### 7.4.1.1 Die Aluminiumwirtschaft in Surinam

In Surinam sind drei große Bauxitlagerstätten bekannt, von denen die beiden küstennahen Lagerstätten im Para-Distrikt und in der Moengo-Region abgebaut werden. Die dritte in den Bakhuisbergen wird gerade exploriert. Eine vierte wird in der Region Marowjine vermutet (s. Abb. 7.25). Die gesamten Bauxitreserven werden auf 575 Mt geschätzt. Die Daten der drei bekannten Lagerstätten in Surinam sind in Tabelle 9.3 zusammenfassend dargestellt.



**Abb. 7.25** Karte Surinams mit Bauxitvorkommen und bekannten Wasserkraftpotenzialen (dunkle Flächen) /43/

Wasserstand und die ungünstige Entwicklung des Weltmarktpreises von Primäraluminium genannt /65/. Bisher wird die Aluminiumwirtschaft in Paramaribo mit elektrischer Energie aus dem Wasserkraftwerk in Afobaka (Brokopondo-Stausee, vgl. Abb. 7.25) versorgt.

### 7.4.1.2 Die Stromwirtschaft in Surinam

Der Stromerzeugungssektor wies 1997 eine installierte Kraftwerkskapazität von 314 MW auf, von denen allein 189 MW auf das Wasserkraftwerk Afobaka entfallen. Es bestehen weitere 125 MW an 'thermischen' Kraftwerken /19, 20/, insbesondere dezentrale Ölkraftwerke (vermutlich Dieselmotoren). Abzüglich eines Elektrizitätsverlusts von etwa 7% betrug der Stromverbrauch Surinams 1,854 GWh im Jahr 1997. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft trug dazu mit etwa 80% bei. Der überwiegende Teil des Stroms wurde von der Aluminiumwirtschaft verbraucht. Es liegt kein umfassendes Elektrizitätsnetz in Surinam vor, so dass die Energieversor-

Die Paramaribo-Tonerderaffinerie und der dort befindliche Aluminiumsmelter (Paramaribo-Smelter) bilden zusammen das Paramaribo-Werk. Das Paramaribo-Werk liegt 25 km südlich der Hauptstadt Paramaribo und hat eine Kapazität von 1,6 Mt Tonerde. Die Aluminiumhütte hat eine Kapazität von nur 32 kt Aluminium, steht aber seit einigen Jahren still. Als Gründe dafür wird die reduzierte verfügbare elektrische Leistung infolge von

gung in den meisten Teilen des Landes mit dezentralen Kraftwerken durchgeführt wird.

### 7.4.2 Optionen für die Versorgung einer Aluminiumhütte mit elektrischer Energie

Ausgehend von einer angenommenen Jahresproduktion durch einen neuen Smelter von  $\dot{m} = 200.000 \text{ t}_{\text{Al}}/\text{a}$  und einem spezifischen Strombedarf von  $e = 13 \text{ MWh}/\text{t}_{\text{Al}}$  ergibt sich für die Aluminiumelektrolyse eine erforderliche Kraftwerksleistung von

$$P_0 = \dot{m} \cdot e / T \approx 300 \text{ MW} , \quad (7.1)$$

bei einer Volllaststundenzahl von  $T = 8.760$  Stunden.

Zur elektrischen Energieversorgung der 300 MW für die Aluminiumelektrolyse kommen verschiedene Kraftwerkssysteme in Betracht, die jedoch unterschiedlich geeignet sind. Nach heutigem Stand der Technik kommen prinzipiell in Frage:

- Steinkohlekraftwerk (StK-KW),
- Erdgas-GuD Kraftwerk (GuD),
- Kernkraftwerk,
- Biomasse-Kraftwerk,
- Wasserkraftwerk (WKW).

In Tabelle 9.4 sind die möglichen Stromerzeugungsoptionen aufgelistet, die technisch ausgereift und verfügbar sind und zur Produktion von Grundlaststrom in Frage kommen.

Weil die Voraussetzungen wie ausgebildetes Fachpersonal, Genehmigungs- und Überwachungsbehörde sowie unterstützende Infrastruktur für einen sicheren Betrieb von Kernkraftwerken in Surinam jedoch nicht gewährleistet werden können, ist deren Einsatz für den vorliegenden Fall kaum geeignet.

Traditionell bildet Biomasse einen wichtigen Energieträger in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern. Neben ökologischen Vorteilen ist die energetische Biomassennutzung vor allem durch ihre Speicherfähigkeit gekennzeichnet. Diese Stromerzeugungsoption scheidet in dieser Anwendung jedoch an ihrem geringem Energieinhalt und den daraus resultierenden Flächeninanspruchnahmen und Logistikproblemen bei einem großtechnischen Einsatz mit Leistungseinheiten von  $300 \text{ MW}_{\text{el}}^1$ .

Obigen Diskussion läßt nur Steinkohlekraftwerke, erdgasbefeuerte GuD-Anlagen und Wasserkraftwerke als geeignete Kraftwerkssysteme zu. Im folgenden Abschnitt werden diese drei Kraftwerkssysteme im Hinblick auf die betrieblichen, ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkte untersucht und bewertet.

<sup>1</sup> Im Fall von Getreidestroh mit einem Heizwert von  $3,8 \text{ MWh}/\text{t}$  sind hiervon etwa  $2,3 \text{ Mt}/\text{a}$  erforderlich, bei einer Flächeninanspruchnahme von etwa  $15 \text{ km}^2/\text{a} / 11$ .

### 7.4.3 Betriebliche Aspekte bei der Auswahl des Stromerzeugungssystems

Die aufwendigere Auslegung des Dampfkraftprozesses und der Brennstoffaufbereitung erfordert bei Steinkohlekraftwerken einen umfassenderen Wartungs- und Instandhaltungsaufwand als im Vergleich zu GuD- oder Wasserkraftanlagen. Dieser Nachteil von Steinkohlekraftwerken wird durch deren etwas geringere Verfügbarkeit und erhöhtem Personalaufwand gekennzeichnet (s. Tabelle 7.6).

Die sichere kostengünstige Brennstoffversorgung ist ein weiteres wichtiges Kriterium zur Beurteilung der Eignung von thermischen Kraftwerken. In der Region liegt eine günstige Reservensituation für Steinkohle (Kolumbien und Venezuela) und Erdgas (Venezuela, Trinidad und Tobago) vor /20, 25/. Während die Preisbildung für Steinkohle weniger von Fluktuation betroffen ist, schwankt der Marktpreis für Erdgas in den meisten Abnahmeregionen stark mit dem Ölpreis. Bei einer Ausrichtung der Energieversorgung auf Erdgas besteht die Gefahr stark fluktuierender Stromgestehungskosten<sup>1</sup>.

**Tabelle 7.6** Gegenüberstellung betrieblicher Aspekte des Kraftwerkbetriebes in Surinam

	<b>StK-KW</b>	<b>GuD</b>	<b>WKW</b>
<b>Wirkungsgrad</b>	44%	58%	90%
<b>techn. Verfügbarkeit</b>	85% - 90%	97% - 98%	~99%
<b>techn. Lebensdauer</b>	40 a	35 a	60 a - 100 a
<b>Brennstoffversorgung</b>	Import		-
<b>Standortwahl</b>	Gewässer zur Kondensationswärmeabfuhr sollte vorhanden sein		geografisch vorgegeben
<b>Stromtransport</b>	wenig problematisch, wg. relativ flexibler Standortwahl		meist erforderlich
<b>Nebenprodukte</b>	Schlacken, Gips	-	-
<b>Auslegung</b>	Berücksichtigung von Revisionszeiten		schwankendes Wasserangebot
<b>Sonstiges</b>	KWK im Verbund mit Tonerdewerk möglich		Hochwasserschutz, Umsiedlung

<sup>1</sup> Zur Minimierung der Preisrisiken ist die Abschließung von preisvariablen Erdgas- bzw. Stromlieferverträgen möglich, die eine Kopplung des Bezugspreises von Erdgas oder Strom an den Weltmarktpreis von Primäraluminium an der London Metal Exchange aufweisen.

Potenzielle Standorte von Wasserkraftanlagen werden durch geografische Faktoren bestimmt. Weil der Standort von Aluminiumhütten selten mit denen der Wasserkraftanlagen übereinstimmt, ist meist der Transport elektrischer Energie über Freileitungen erforderlich. Bei thermischen Kraftwerken ist aus Kostengründen das Vorhandensein eines Gewässers als Wärmesenke für die Kondensation erforderlich. Dies ist in Paranam gewährleistet und vermeidet kostenintensiven Stromtransport.

Bei den Steinkohlekraftwerken fallen zwangsläufig Reststoffe an, die zu entsorgen sind. Die Weiterverwendung dieser Reststoffe ist z. B. als Baustoff möglich und wird erfolgreich praktiziert /3/.

Ohne ausreichendes elektrisches Versorgungsnetz ist zur Stromversorgung einer Aluminiumelektrolyse ein Grundlastkraftwerk in Inselbetrieb erforderlich. Dabei erweisen sich die erforderlichen Revisionszeiten von thermischen Kraftwerken als nachteilig. Ein modularer Aufbau mit mehreren kleineren Kraftwerksblöcken wäre eine Lösung des Problems, würde jedoch zu insgesamt höheren Investitionskosten führen. Ein Erdgas-GuD Kraftwerk mit zwei Gasturbinen und einem Dampferzeuger weist gegenüber einem Steinkohleblock eine gewisse Modularität auf. Dennoch muss das Wasserkraftwerk Afobako als Back-Up-System zur Verfügung stehen, was mit seiner Leistung von knapp 200 MW für das Steinkohlekraftwerk nicht ausreicht. Wasserkraftanlagen weisen durch mehrere parallel geschaltete Wasserturbinen kaum Revisionsprobleme auf. Das jahreszeitlich variable Wasserangebot muss jedoch bei der Auslegung berücksichtigt werden.

#### 7.4.4 Umwelteffekte

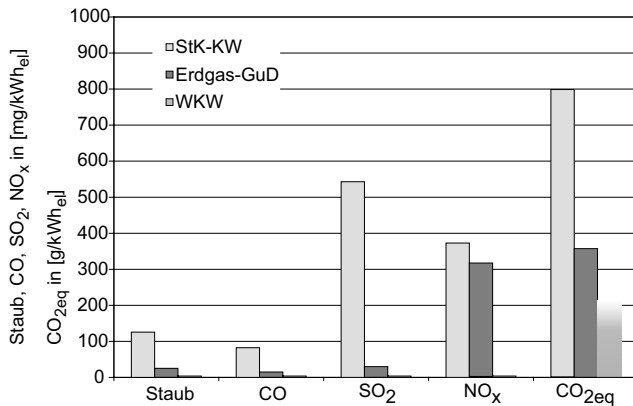
Während bei den thermischen Kraftwerken in erster Linie die Freisetzung von Luftschadstoffen sowie Treibhausgasemission zu berücksichtigen sind, müssen bei Wasserkraftanlagen neben den Treibhausgasemissionen auch die sozialen Aspekte wie Umsiedlung und Verlust an Landwirtschafts- und Kulturflächen beachtet werden. Ein quantitativer sozioökologischer Vergleich zwischen den thermischen und hydraulischen Kraftwerkssystemen ist jedoch kaum möglich, weshalb hier nur die Luftemissionen berücksichtigt werden.

Abb. 7.27 zeigt die spezifischen Luftemissionen der drei Kraftwerkssysteme im laufenden Betrieb mit Rauchgasreinigung<sup>1</sup>, inklusive Brennstoffbereitstellung. Der überwiegende Teil der Schadstoffemissionen entsteht bei den Verbrennungsprozessen im Kraftwerk. Durch primäre Maßnahmen und nachgeschaltete Rauchgasreinigungsanlagen liegen diese jedoch nur bei rund einem halben Gramm pro kWh (SO<sub>2</sub> nur StK-KW und NO<sub>x</sub>) oder deutlich darunter (Staub und CO). Die Stromer-

---

<sup>1</sup> Kohlekraftwerk mit Elektrofilter, Entstickung mit SCR-Verfahren und einer REA mit Nasswäsche





**Abb. 7.27** Spezifische Luftemissionen eines Steinkohlekraftwerks, Erdgas-GuD Kraftwerks und einer Wasserkraftanlage inklusive der Brennstoffbereitstellung

zeugung aus Steinkohle weist dabei die größeren Emissionen auf. Die Treibhausgasemission aus einer Wasserkraftanlage wird auf ca. 180 g/kWh geschätzt, wobei je nach den vorliegenden Bedingungen (vergl. Kapitel 6.2) die Schwankungsbreite bis zu 50 g/kWh beträgt. Aber selbst unter ungünstigen Bedingungen reichen die Treibhausgasemissionen aus der Wasserkraft nicht an die aus einem Erdgas-GuD oder gar Steinkohlekraftwerk (etwa 370 g/kWh, bzw. 800 g/kWh, inkl. Brennstoffbereitstellung) heran.

### 7.4.5 Ökonomische Aspekte der Aluminiumherstellung in Surinam

Bei der Gesamtbewertung der verschiedenen Kraftwerkssysteme bildet die Wirtschaftlichkeit ein entscheidendes Kriterium. Vor allem die Brennstoff- und Investitionskosten beeinflussen die Stromgestehungskosten entscheidend. Da für einige dieser Größen keine gesicherten Daten vorliegen oder diese großen zeitlichen oder geografischen Schwankungen unterliegen, wird dies durch Sensitivitätsanalysen berücksichtigt. Dies betrifft maßgeblich Erdgas, für das kein Weltmarktpreis existiert ebenso wie die Investitionskosten bei der Wasserkraft.

Die Stromkosten  $x$  setzen sich allgemein aus den Kostenanteilen für Kapitaldienst  $x_{Inv}$ , Personalkosten  $x_{Pers}$ , Brennstoffkosten  $x_{Br}$ , für Hilfsstoffe und Entsorgung  $x_{H+E}$  sowie hier den Stromtransportkosten  $x_{STr}$  zusammen (vergl. Kapitel 4.3).

Bei einer detaillierteren Betrachtung lässt sich nach /47/ die Gl. (4.3) in die Form

$$x = \frac{k_{Inv} \cdot \frac{a}{100}}{T} + \frac{n_{Pers} \cdot k_{Pers}}{P_0 \cdot T} + \frac{k_{Br}(L)}{\frac{H_U}{3,6} \cdot \frac{\eta}{100}} + x_{H+E} + x_{StTr} \quad (7.2)$$

überführen, wobei  $k_{Inv}$  den spez. Investitionskosten [US\$/kW],  $a$  dem Kapitalfaktor<sup>1</sup> [%/a],  $T$  der jährliche Volllaststundenzahl [h/a],  $n_{Pers}$  der Anzahl und  $k_{Pers}$  den Kosten je Mitarbeiter,  $P_0$  der Nennleistung [kW],  $k_{Br}(L)$  den entfernungsabhängigen Brennstoffkosten [US/t] und  $H_U$  dem unteren Heizwert [kJ/kg] entspricht.

Die transportabhängigen Kohlekosten in Gl. (7.2) lassen sich vereinfacht durch

$$k_{Br}(L) = k_{Gew} + k_{Binnen} \cdot L_{Binnen} + k_{See} \cdot L_{See} + n_{Ums} \cdot k_{Ums} \quad (7.3)$$

ausdrücken. Sie setzen sich aus den Kosten für die Gewinnung, den Binnen- (häufig zweimal und mit verschiedenen Transportmitteln), den Hochseetransport und den Umschlag zusammen.

Die Kosten des leitungsgebundenen Energieträgers Erdgas werden neben den selten bekannten Gewinnungskosten  $k_{Gew}$  vor allem durch die Pipelinetransportkosten bestimmt, welche durch hohe Investitionskosten geprägt sind. Die Brennstoffkosten für Erdgas lauten:

$$k_{Br}(L) = \left[ k_{Gew} + \frac{(k_{T,var} \cdot L + k_{T,fix}) \cdot \frac{a_T}{100}}{P_0 \cdot T \cdot \frac{3,6}{H_U \cdot \eta_{GuD}}} \right] \cdot \left( 1 + \frac{\delta}{100} \cdot L \right) \quad (7.4)$$

Hierbei sind  $k_{T,var}$  [\$/km] die entfernungsabhängigen und  $k_{T,fix}$  [\$] die fixen Investitionskosten der Pipeline,  $a_T$  der Kapitalfaktor der Erdgaspipeline und  $\delta$  [%/km] der Erdgasverbrauch für den Ferntransport.

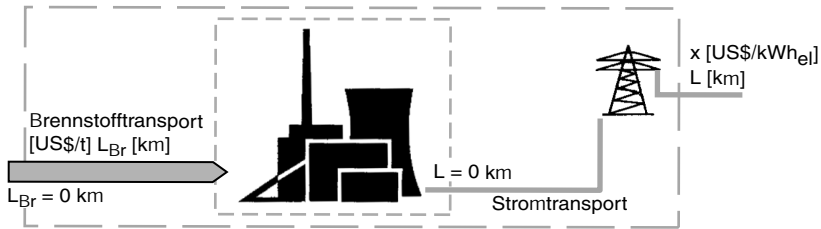
Sehr ähnlich sieht die Berechnung der Stromtransportkosten  $x_{StTr}$  aus, die für den hier betrachteten Fall der Wasserkraftnutzung erforderlich ist:

$$x_{StTr}(L) = \frac{(k_{T,var} \cdot L + k_{T,fix}) \cdot \frac{a_T}{100}}{P_0 \cdot T} \cdot \left( 1 + \frac{\delta}{100} \cdot L + \frac{\delta_{fix}}{100} \right) \quad (7.5)$$

Zusätzlich wird hier noch ein fixer Verlustterm  $\delta_{fix}$  [%] eingeführt, der die Transformatorverluste beschreibt. In Abb. 7.28 ist der Zusammenhang zwischen den reinen Stromgestehungskosten mit und ohne Berücksichtigung der vorgelagerten Brennstoffbereitstellung und dem nachgelagerten Stromtransport dargestellt.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten aus der Steinkohleverstromung

<sup>1</sup> entspricht den Aufwendungen für Abschreibung und Verzinsung des Kapitals, Versicherungen, Steuern und Reparaturen



**Abb. 7.28** Bilanzgrenze der Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung des vorgelagerten Brennstofftransports und des nachgelagerten Stromtransports

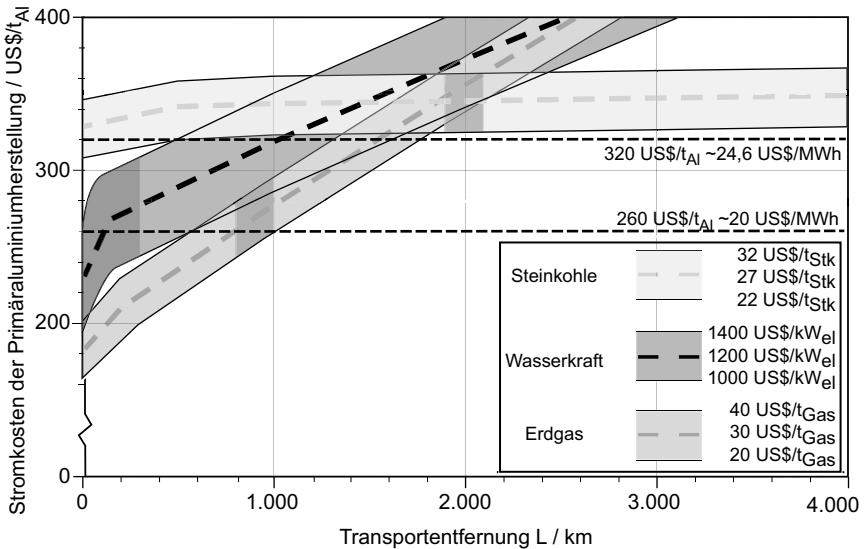
erfolgt mit den Gl. (7.2) und (7.3). Als Bezugsländer stehen Kolumbien und Venezuela mit ausreichenden kostengünstigen übermäßigen Steinkohlereserven langfristig zur Verfügung. Die Hochseetransportentfernung beträgt etwa 2.000 km. Weil die Investitionskosten bei Steinkohlekraftwerken meist um die 900 \$/kW liegen, erfolgt die Sensitivitätsanalyse für verschiedene Gewinnungskosten über die Hochseetransportentfernung (s. Abb. 7.29).

Mit den Gl. (7.2) und (7.4) werden die Stromgestehungskosten durch das Erdgas-GuD Kraftwerke berechnet. Die Brennstoffkosten stellen den größten Kostenblock, weshalb hier eine Sensitivitätsanalyse für verschiedene Gewinnungskosten und die Transportentfernung erfolgt. Erdgas kann sowohl aus Venezuela als auch aus Trinidad und Tobago bezogen werden, wobei die Transportentfernung jeweils rund 1000 km beträgt.

Die Stromgestehungskosten aus Wasserkraftanlagen werden aus den Gl. (7.2) und (7.5) berechnet, wobei mit der Gl. (7.5) der Stromtransport von der Wasserkraftanlage zu der Aluminiumhütte berücksichtigt wird. Die Transportentfernungen liegen dabei zwischen 150 und 300 km (s. Abb. 7.25). Wegen fehlender Brennstoffkosten werden die Stromgestehungskosten maßgeblich durch die Investitionskosten des Wasserkraftwerks bestimmt und daher durch eine Sensitivitätsanalyse der Investitionskosten untersucht. Die in den oben genannten Gleichungen (7.2) bis (7.5) verwendeten Werte sind in Tabelle 9.5 im Anhang hinterlegt.

Der Anteil der Stromkosten der Elektrolysen an den gesamten Herstellungskosten für Primäraluminium liegt erfahrungsgemäß zwischen 20% und 25% /17, 26/. In Entwicklungs- und Schwellenländern sollte dabei der untere Wert als Maßstab gelten. Bei Primäraluminiumpreisen in den letzten zwei Jahren von 1.300 bis 1.600 US\$/t<sub>Al</sub> /49/ sollte der Stromkostenanteil der Aluminiumhütten zwischen 260 US\$/t<sub>Al</sub> und 320 US\$/t<sub>Al</sub> bzw. eher darunter liegen. Dies entspricht bei einem spezifischen Strombedarf von 13 MWh/t<sub>Al</sub> Strompreisen von maximal 20 bis 24,6 US\$/MWh (vergl. Abb. 7.29).

In Abb. 7.29 sind für die drei Strombereitstellungssysteme die Stromkosten bezogen auf eine Tonne Aluminium dargestellt. Eingetragen sind auch die Grenzen,



**Abb. 7.29** Sensitivitätsanalyse der Stromkosten der Primäraluminiumherstellung in Surinam als Funktion der Brennstoff- und Stromtransportentfernung

oberhalb derer eine Aluminiumherstellung unwirtschaftlich ist ( $>320 \text{ US}\$/t_{\text{Al}}$ ) und unter der es mit großer Sicherheit wirtschaftlich sein wird ( $<260 \text{ US}\$/t_{\text{Al}}$ ). Die Stromkosten sind bei der Steinkohle über die Hochseetransportentfernung, beim Erdgas über die Pipelinetransportentfernung und bei der Wasserkraft über die Stromtransportentfernung dargestellt. Jeweils dunkler dargestellt sind die Bereiche der für Surinam vorliegenden Transportentfernungen für Steinkohle ( $\sim 2.000 \text{ km}$ ), Erdgas ( $< 1.000 \text{ km}$ ) und Strom ( $< 300 \text{ km}$ ).

Unter den gegebenen Bedingungen bietet sich die Steinkohle unter ökonomischen Gesichtspunkten kaum für die Stromerzeugung an. Zwar liegen nur geringe Abhängigkeiten von der Transportentfernung vor (hohe Transportelastizität), aber die hohen Investitionskosten verursachen bei einer Vollkostenrechnung hohe Stromgestehungskosten von rund  $24 \text{ US}\$/\text{MWh}$ . Selbst bei Gewinnungskosten von  $22 \text{ US}\$/\text{t}$  sind Stromkosten von  $23 \text{ US}\$/\text{MWh}$  oder  $300 \text{ US}\$/t_{\text{Al}}$  wirtschaftlich nicht attraktiv<sup>1</sup>. Erst mit Gewinnungskosten von  $15 \text{ US}\$/\text{t}$  und darunter wird die Stromerzeugung mit Steinkohle für die Aluminiumherstellung interessant (vergl. Abb. 9.5a).

<sup>1</sup> Dies zeigt, dass in Ländern, deren Primäraluminiumherstellung auf Steinkohle basiert (Australien, Südafrika, ...), sehr günstige Steinkohlevorkommen vorhanden sind und (teilweise) abgeschriebene Kraftwerke eingesetzt werden.

Bei Erdgas-GuD Kraftwerken betragen die Investitionskosten mit etwa 400 US\$/kW weniger als die Hälfte von Steinkohlekraftwerken, wodurch die Stromgestehungskosten durch die Kosten des Brennstoffs dominiert werden. Bei sehr preisgünstigem Erdgas von 30 US\$/t betragen die Stromgestehungskosten nur rund 14 US\$/MWh. Zumeist muss das Erdgas jedoch bis zu seinem Einsatz im Kraftwerk mittels Pipelines transportiert werden. Unter Berücksichtigung der hierzu erforderlichen Investitions- und Betriebskosten steigen die Kosten für Erdgas rasch an. Bei dem Transport von preiswertem Erdgas (30 US\$/t) über 1000 km steigen die Stromgestehungskosten auf über 21 US\$/MWh oder rund 280 US\$/t<sub>A1</sub>. Damit ist zwar in den meisten Fällen die Wirtschaftlichkeit gewährleistet, aber in Phasen niedriger Weltmarktpreise nicht sichergestellt. Dies wäre nur bei Gewinnungskosten des Erdgases unter 20 US\$/t möglich. Bei Gewinnungskosten in Trinidad und Tobago sowie Venezuela von 40 US\$/t oder gar darüber, schließen Stromgestehungskosten von mindestens 23 US\$/MWh einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyse aus (vergl. mit Abb. 9.5b).

Die Stromgestehungskosten aus Wasserkraft werden durch die Kapitalkosten dominiert. Neben den standortabhängigen spezifischen Investitionskosten spielen bei derartigen kapitalintensiven Projekten die Kapitalmarktzinsen eine entscheidende Rolle, deren Fluktuation hier unberücksichtigt bleibt. In dieser Untersuchung erfolgt die Sensitivitätsanalyse über die spezifischen Investitionskosten, welche hier zwischen 1000 - 1400 US\$/kW variieren. Bei diesen spezifischen Investitionskosten liegen die reinen Stromgestehungskosten zwischen 15 und 20 US\$/MWh. Die Tabelle 9.7 im Anhang zeigt die möglichen Standorte von Wasserkraftanlagen in Surinam, die Entfernung bis Paranam und ihr Leistungspotenzial. Die Transportentfernungen, die mittels Hochspannungsleitungen zu überwinden sind, liegen dabei zwischen 150 und 300 km. Bei günstigen Investitionskosten von 1000 US\$/kW liegen die Stromkosten zwischen 18 und 19 US\$/MWh, was 236 bis 245 US\$/t<sub>A1</sub> entspricht. Unter diesen Bedingungen ist eine wirtschaftliche Primäraluminiumherstellung gewährleistet. Wie hier die Sensitivitätsanalyse zeigt, liegen die zulässigen spezifischen Investitionskosten bei etwa 1200 US\$/kW. Inklusive des Transports liegen die Stromkosten dann bei mindestens 20,5 US\$/MWh, was die Wirtschaftlichkeit bei höheren Investitionskosten in Frage stellt.

### 7.4.6 Fazit

Unter betrieblichen Aspekten ist der Einsatz von Wasserkraftwerken vorzuziehen. Die Wasserkraft ist keinen Fluktuationen der Brennstoffpreise wie bei Steinkohle oder gar Erdgas unterworfen und weniger wartungs- und instandhaltungsbedürftig. Das fehlende Verbundnetz in Surinam wirkt bei den thermischen Kraftwerken mit ihren Revisionszeiten schwer zu überwindende Probleme auf. Allerdings muss bei der Nutzung der Wasserkraft das schwankende Wasserangebot berücksichtigt werden.

Der regenerative Energieträger Wasserkraft ist bei Berücksichtigung der Schadstoffemissionen den fossilen Energieträgern Kohle und Erdgas überlegen, wobei die Emissionen von Erdgas-GuD Kraftwerken im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken gering sind. Auch bei den Treibhausgasemissionen schneiden Kraftwerke auf Basis von Erdgas deutlich besser ab als Kohlekraftwerke. Die Treibhausgasemissionen der Wasserkraft können durch die verschiedenen Einflussfaktoren nur abgeschätzt werden. Sie liegen jedoch unter normalen Bedingungen bei etwa 50% von Erdgas-GuD Kraftwerken. Ein besonderes Augenmerk muss bei dem Ausbau der Wasserkraft den Umsiedlungs-, Sicherheits- und anderen sozialen und ökologischen Aspekten gewidmet werden. Hier gilt es, die betroffenen Interessengruppen frühzeitig in die relevanten Entscheidungsprozesse einzubinden, um einen möglichst breiten Konsens zu finden /81/.

Eine Stromversorgung auf Basis von Steinkohle ist auf Grund der hohen spezifischen Investitionskosten unattraktiv. Dies kann auch nicht durch die günstige regionale Versorgungslage ausgeglichen werden, da durch die hohe Transportelastizität von Steinkohle Surinam in Konkurrenz zum Weltmarkt steht.

Bei Gewinnungskosten unter 40 US\$/t bildet auch Erdgas aus Trinidad und Tobago sowie Venezuela trotz des 1000 km weiten Transports eine wirtschaftliche Alternative. Diese Variante wird jedoch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten als eher unwahrscheinlich betrachtet. Insgesamt ist es kostengünstiger, Tonerde aus Surinam per Schiff in obige Erdgasförderländer zu transportieren und dort die Primäraluminiumherstellung durchzuführen. Diese Einschätzung wird dadurch bestätigt, dass in Trinidad und Tobago gerade eine Aluminiumelektrolyse mit einer Kapazität von 475 kt und einer Stromversorgung durch Erdgas gebaut wird /58/.

Somit kommt unter ökonomischen Gesichtspunkten nur heimische Wasserkraft zur Stromversorgung in Frage. Auf Grund der erforderlichen Transportentfernung von 150 bis 300 km, müssen die spezifischen Investitionskosten jedoch unter 1200 US\$/kW liegen, um die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

## 8 Zusammenfassung und Ausblick

Das in dieser Arbeit vorgestellte Energiemodell dient der Abbildung von Stoff- und Energieströmen der Energiebereitstellungsprozesse für die Metallherstellung. Die Entwicklung des Modells erfolgt im Rahmen des Teilprojektes 'Energiebereitstellung' innerhalb des Sonderforschungsbereiches 525 'Ressourcenorientierte Gesamtbetrachtung von Stoffströmen metallischer Rohstoffe'. Das Energiemodell ist über den erforderlichen Endenergiebedarf der Herstellung, Verarbeitung, Aufbereitung und Rezyklierung von metallischen Rohstoffen mit den Prozessen der Metallherstellung verknüpft. Es stellt durch seinen modularen prozesskettenorientierten Aufbau ein geeignetes Werkzeug zur Systemanalyse von Energieversorgungsstrukturen dar.

Durch den bisherigen Arbeitsschwerpunkt des SFB auf die stromintensive (Primär-)Aluminiumherstellung sind in dem Energiemodell, neben den Prozessen der Brennstoff- und Dampfbereitstellung, die verschiedenen Prozesse der Stromerzeugung am detailliertesten abgebildet. Sowohl Landesverbundmixe der wichtigsten aluminiumherstellenden Länder als auch verschiedene Kraftwerke unterteilt nach Energieträgern, Effizienz, Kühlverfahren, Emissionsminderungssystemen und standortspezifischen Einflussgrößen sind bilanziert. Die jeweilige vorgelagerte Brennstoffbereitstellung wird hierbei berücksichtigt. Die einzelnen Prozessschritte der Energieumwandlung von der Gewinnung der Primärenergieträger bis hin zur Bereitstellung der Endenergien sind modular in der Bilanzierungssoftware GaBi abgebildet. Zur Erhöhung der Flexibilität sind einzelne Prozesse der Energieumwandlung, in Abhängigkeit ihrer wesentlichen Einflussgrößen, parametrisiert bilanziert.

Im Gegensatz zu allen bisher auf diesem Gebiet durchgeführten Arbeiten werden in diesem Energiemodell Treibhausgasemissionen der Wasserkraftnutzung berücksichtigt. Auf Grund der zahlreichen Einflussfaktoren und der sich hieraus ergebenden großen Streubreite liegt bisher keine wissenschaftlich gesicherte Methodik zu deren Bestimmung vor, wobei das Auftreten von Methan- und Kohlendioxid-Emissionen als unumstritten gilt. Die Bedeutung dieses Effektes wird durch einen Anteil der Wasserkraft an der weltweiten Stromerzeugung von 19% und einem Anteil an dem globalen Strombedarf der Primäraluminiumverhüttung von mindestens 57% verdeutlicht. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen zeigen gerade in tropischen Regionen nennenswerte Treibhausgasemissionen,

welche spezifisch etwa ein Fünftel eines Steinkohlekraftwerks und etwa 60% eines Erdgas-GuD-Kraftwerkes ausmachen können. In borealen Klimazonen liegen die Treibhausgasemissionen deutlich darunter.

Wegen der großen Stromintensität der Primäraluminiumelektrolyse kommt der Identifizierung des ursächlichen Strombereitstellungssystems wesentliche Bedeutung zu. Die möglichen Bilanzierungsmethoden: transnationaler Verbundmix, nationaler Verbundmix, Landesgrundlastmix, regionaler Grundlastmix und Vertragsmix können die Ergebnisse wesentlich beeinflussen was am Beispiel der Primäraluminiumherstellung in Deutschland aufgezeigt wird. Als Bilanzierungsansatz erweist sich der Vertragsmix auf Grund zahlreicher Vorteile, wie z.B. Verursachungsgerechtigkeit und Datengenauigkeit, gegenüber den anderen genannten Methoden als geeignete Allokationsmethode. Bei hinreichender Datenlage sollte der Vertragsmix zur Bilanzierung der Stromversorgung von Aluminiumelektrolysen genutzt werden, ansonsten zumindest ein Grundlastmix.

Bei der Untersuchung des weltweiten technischen Optimierungspotenzials für den Prozess der Aluminiumelektrolyse und der vorgelagerten Strombereitstellung ergeben sich wesentliche Ressourceneinsparpotenziale. Mit einem weltweiten Strombedarf der Aluminiumelektrolysen von mindestens 320 TWh<sub>el</sub> und einem hieraus resultierenden Primärenergieverbrauch von etwa 2.000 PJ im Jahr 1997, können bis 2010 nahezu 12% des Primärenergieverbrauches durch Ausnutzung vorhandener Optimierungspotenziale ökonomisch erschlossen werden. Unter Vernachlässigung des erfolgenden Zubaus beträgt das vorhandene energetische Verbesserungspotenzial der Aluminiumelektrolysen etwa 3%, das Optimierungspotenzial der Energiebereitstellung liegt mit etwa 8% deutlich höher. Die strombedingten Treibhausgasemissionen von 120 Mt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> in 1997 können bis 2010 um rund 20% reduziert werden. Der Großteil dieses als auch des energetischen Modernisierungspotenzials liegt in der weltweiten Verbesserung der Effizienz der Verstromung von Kohlen.

Die Potenziale der Ressourcenschonung durch den technischen Fortschritt bei der Herstellung von Aluminium-Leichtverpackungen für Deutschland werden in einem weiteren Szenario analysiert. Neben dem Ist-Zustand (1997) wird die erwartete Entwicklung dem maximal erreichbaren technischen Ressourceneinsparpotenzial bei der ausschließlichen Nutzung modernster Technik bis 2010 gegenübergestellt. Der spez. Primärenergieverbrauch der LVP-Herstellung in Deutschland kann um bis zu 25% gesenkt werden, wovon vermutlich nur etwa knapp die Hälfte (12%) realisiert wird. Die Hälfte dieser erwarteten Verbesserungen (6%) wird durch die Optimierung der Prozesse der Metallherstellung und hier überwiegend bei dem Elektrolyseprozess gesehen. Mit einem Viertel tragen jeweils die Prozesse der Energiebereitstellung und eine erhöhte Metallausbeute der Herstellung zu der energetischen Verbesserung bei. Das theoretische Reduktionspotenzial der Treibhausgasemissionen beträgt über 40%, wobei bis 2010 erwartet wird, dass 16% realisiert werden. Das mit Abstand größte Verbesserungspotenzial liegt in der



Verringerung der klimapotenten Fluorkohlenstoffemissionen des Elektrolyseprozesses, die gegenüber häufig noch bestehender Standards um etwa 90% reduziert werden können. Es wird erwartet, dass ein Drittel des Optimierungspotenzials der Elektrolysen umgesetzt wird, was zu der Reduktion der gesamten Treibhausgasemissionen der LVP-Herstellung rund zwei Drittel beiträgt. Diese Systemanalyse zeigt, dass im Hinblick auf die Senkung der Treibhausgasemissionen der Elektrolyseprozess die bei weitem größten Reduktionspotenziale bietet.

In dem langfristigen Szenario zum Aluminiumeinsatz im PKW-Sektor in Deutschland von 1997 bis 2040 liegt der Schwerpunkt auf der Identifikation der Technologien und Standorte zur wirtschaftlichen Stromerzeugung für die Aluminiumherstellung und den hiermit verknüpften Ressourceninanspruchnahmen der Strombereitstellung. Der erwartete massive Zuwachs an Aluminiumeinsatz im PKW-Sektor bis 2040 kann nicht durch den erhöhten Einsatz von Sekundäraluminium ausgeglichen werden und führt zu deutlichen strukturellen Veränderungen. Der starke Bedarfszuwachs an Primäraluminium, und hiermit verknüpft auch der Strombedarf, kann für den deutschen PKW-Sektor nur global gelöst werden. Erschwerend kommt in diesem Zusammenhang der politische Ausstiegsbeschluss der Bundesregierung hinzu. Insgesamt wird die Importquote für Primäraluminium von heute 67% auf über 90% ansteigen. Durch die Verbesserungen der Elektrolysen, Verschiebungen im Energieträgermix und der deutlichen Steigerung der Wirkungsgrade thermischer Kraftwerke kann zumindest der erwartete Nachfragezuwachs von 170% auf einen Primärenergiemehrbedarf von 60% begrenzt werden, was immer noch ein anspruchsvoller Zuwachs ist. Bei den Treibhausgasemissionen wird ein Zuwachs von 70% gegenüber dem heutigen Niveau erwartet. Der überwiegende Teil des Strommehrbedarfs wird auf der Basis Wasserkraftanlagen und zu geringeren Teilen durch Erdgas-GuD Kraftwerke gedeckt, wodurch sich unsere zukünftige Primäraluminiumherstellung verstärkt nach Island, Russland, dem westlichen Afrika, Latein Amerika und dem Mittleren Osten verschieben wird. Mit Unsicherheiten ist in diesem Szenario die zukünftige Stromversorgung der deutschen Elektrolysen zu betrachten. Dies sowohl im Hinblick auf die Ausgestaltung des verpflichtenden EU-weiten CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels ab 2005 als auch auf die Zukunft der Kernenergie in Deutschland.

In der Standortuntersuchung einer zukünftigen Primäraluminiumherstellung in Surinam werden die realistischen Stromversorgungsoptionen auf der Basis von Steinkohle, Erdgas und Wasserkraft unter betrieblichen, ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten analysiert. Unter diesen Aspekten erweist sich derzeit die Nutzung der Wasserkraft zur Stromerzeugung als optimale ressourcenschonendste Variante in Surinam.

Sämtliche bisher mit dem Energiemodell durchgeführte Untersuchungen zeigen drei bestimmende Größen der energiebedingten Ressourceninanspruchnahme der primären Aluminiumherstellung:

- der Endenergiebedarf der aluminiumherstellenden Prozesse, insbesondere bei der Primäraluminiumelektrolyse,
- die eingesetzten Techniken und Energieträger der Energiebereitstellung und
- die jeweilige Güte (Wirkungsgrad der Umwandlung sowie auch primäre und sekundäre Emissionsminderungssysteme) der eingesetzten Techniken.

Hieraus ergeben sich je nach Untersuchungsfall die verschiedensten Energieversorgungsoptionen, für deren Analyse und Bewertung das in dieser Arbeit vorgestellte Energiemodell geeignet ist.

Bei der Weiterentwicklung des Energiemodells und seine Anwendung bei der Bilanzierung weiterer Metalle rücken fossile Energieträger verstärkt in den Mittelpunkt und sind detaillierter zu betrachten. Bei den Treibhausgasemissionen aus der Wasserkraftnutzung ist die Datenqualität bisher noch nicht zufriedenstellend gelöst. Einerseits ist die Wasserkraftnutzung von großer Bedeutung für die Primäraluminiumherstellung, aber andererseits ist noch kein wissenschaftlich anerkanntes Verfahren bekannt, diese mit hinreichender Genauigkeit zu beschreiben. Da an der Existenz von Treibhausgasemissionen aus Wasserkraftanlagen kein Zweifel besteht, wird in dieser Arbeit ein erster Ansatz vorgestellt, diese zu quantifizieren. Weiterhin ist eine Implementierung ökonomischer Größen in das Modell anzustreben. Zukünftig sind hierdurch Analysen hinsichtlich ökonomischer Größen einfacher durchführbar. Zu den grundsätzlichen methodischen Bewertungsfragen zählt, zukünftig in einen regenerativen und einen nicht-regenerativen Primärenergieaufwand zu unterscheiden.

# 9 Anhang

## 9.1 Abbildungen

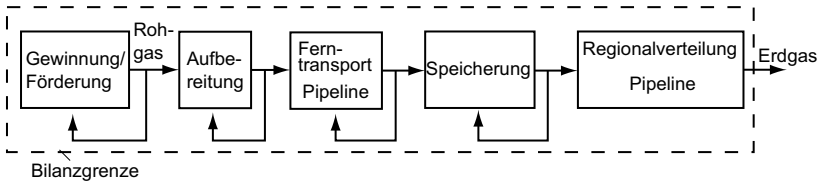


Abb. 9.1 Prozesskette der Erdgasbereitstellung

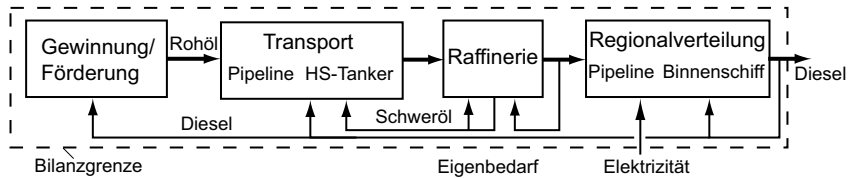


Abb. 9.2 Prozesskette der Dieselpreparierung

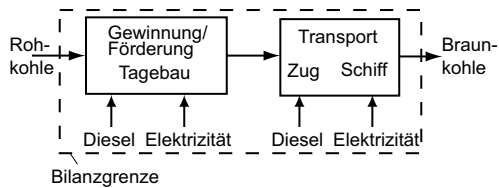
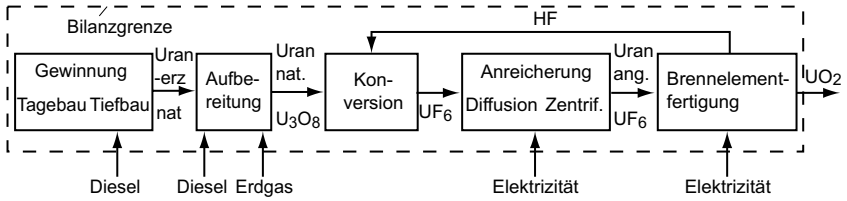
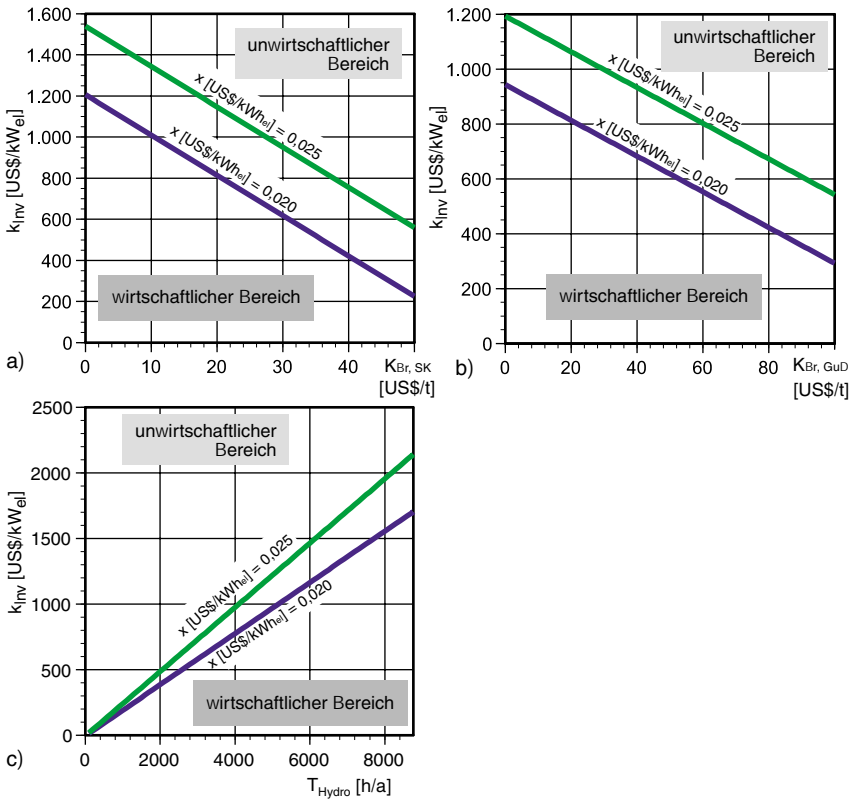


Abb. 9.3 Prozesskette der Braunkohlebereitstellung



**Abb. 9.4** Prozesskette der Brennelementbereitstellung



**Abb. 9.5** Investitionskosten eines  
 a) Steinkohlekraftwerks in Abhängigkeit der Brennstoffkosten und zulässigen Stromgestehungskosten,  
 b) Erdgas-GuD Kraftwerks in Abhängigkeit der Brennstoffkosten und zulässigen Stromgestehungskosten und  
 c) Wasserkraftwerks in Abhängigkeit der Volllaststundenzahl und zulässigen Stromgestehungskosten unter den derzeitigen Bedingungen in Surinam /1/

## 9.2 Tabellen

**Tabelle 9.1** Verwendete Technikkategorien zur Charakterisierung der Prozesse

Technik- kategorie	Bedeutung	Charakterisierung
AT	alte Technik	entspricht schon seit längerem nicht mehr dem Stand der Technik, zumeist in Schwellen-, Reform- oder Entwicklungsländern eingesetzt
GT	gegenwärtige Technik	heutige meist eingesetzte Technik, wurde zumeist in den letzten 5 bis 20 Jahren zugebaut
NT	neue Technik	heutige beste verfügbare Technik, Marktreife erst in den letzten Jahren erreicht, bzw. kurzfristig zu erwarten
ZT	zukünftige Technik	heute noch nicht kommerziell verfügbar, technische Machbarkeit aber nachgewiesen und Markteinführung mittel- bis kurzfristig erwartet

**Tabelle 9.2** Primäraluminiumexportquoten nach Deutschland der deutschen Primäraluminium-Bezugsländer 1997 und 2040 (geschätzt)

	1997	2040	
Island	59,3%	60%	
Norwegen	26,3%	30%	
Russland	7,9%	10%	
Kanada	9,1%	10%	
Brasilien	20,1%	20%	
Venezuela	7,5%		
Kolumbien	-		
Argentinien	-		
Lateinamerika <sup>a</sup>	-		
Chile/Peru	-		10%
Ghana	18,6%		15%
Südafrika	0,6%		
Mozambique	-		
Afrika <sup>b</sup>	-		
Mittlerer Osten <sup>c</sup>	-	20%	
Australien	-	5%	

<sup>a</sup> Costa Rica, Guatemala, Honduras, Mexiko

<sup>b</sup> Zaire, Gabun Guinea, Kongo, Kamerun, Madagaskar

<sup>c</sup> Dubai, Bahrain, Oman und Katar

**Tabelle 9.3** Daten der bekannten Bauxit-Lagerstätten in Surinam /43/

	Para-Distrikt	Moengo-Region	Bakhuisgebirge
Lage des Bauxitvorkommens	30 - 35 km südlich von Paramaribo	~ 100 km östlich von Paramaribo	200 - 300 km südwestlich von Paramaribo
Deckgebirge	30 - 35 m	1,5 m	0,5 - 1 m
Erzschicht	4 - 9 m	5 - 6 m	3,2 - 6,4 m
Transportentfernung zur Paranam-Raffinerie	6 km	200 km	?
Förderung pro Jahr (1995)	2 Mt	1,6 Mt	-
Reserven (1997)	20 - 25 Mt	40 - 45 Mt	~90 Mt (vermutet: 200 - 1.000 Mt)

**Tabelle 9.4** Optionen der Stromversorgung in Surinam /47, 73/

	$\eta$ [%]	Bemerkungen	Eignung
Steinkohlekraftwerk	42 - 47	- regional verfügbarer Energieträger - Schadstoffemissionen - hohe Investitionskosten	ja
Erdgas GuD	56 - 59	- regional verfügbarer Energieträger - geringe Schadstoffemissionen	ja
Kernkraftwerk	33	- erfordert hohe Sicherheitskultur - sehr hohe Investitionskosten - nur in sehr großen Leistungsklassen lieferbar	nein
Biomasse-Kraftwerk	30 - 35	- speicherbarer, erneuerbarer Energieträger, geschlossener CO <sub>2</sub> -Kreislauf - geringer Energieinhalt (Flächeninanspruchnahme) - hohe Investitionskosten	nein
Wasserkraftanlage	85 - 90	- regenerative Energiequelle - Betriebserfahrung vorhanden - Flächeninanspruchnahme	ja

**Tabelle 9.5** Kostenfaktoren der Stromerzeugung von einem StK-KW, Erdgas-GuD und Wasserkraftwerk u.a. aus /11, 18/

	Einheit	StK-KW	GuD	WKW
$K_{inv}$	\$/kW <sub>el</sub>	900	400	1.200
$a$	%/a	12	16	10
$T$	h/a	8.000		
$n_{Pers}$	-	150	50	20
$k_{Pers}$	\$/a	7.000		
$P_o$	kW	320.000		
$H_u$	kJ/kg	28.800	42.700	-
$\eta$	%	44	58	90
$X_{E+H}$	\$/kWh <sub>el</sub>	0,0015	0,0010	0,0010
$k_{Gew}$	\$/t	27	30	-
$k_{Inland}$	\$/( $10^3$ km*t)	10	-	-
$k_{T,See}$	\$/( $10^3$ km*t)	0,46	-	-
$k_{Ums}$	\$/t	1,7	-	-
$L_{See}$	km	2.000	-	-
$L_{Inland}$	km	1.000	-	-
$L$	km	-	1.000	300
$k_{T,var}$	\$/ (km*t)	-	150.000	-
$k_{T,fix}$	$10^6$ \$/t	-	25,0	-
$X_{T,var}$	\$/km	-	-	100.000
$X_{T,fix}$	$10^6$ \$/	-	-	70
$a_T$	%/a	-	10	10
$\delta$	%/ $10^3$ km	-	1,6	5,5
$\delta_{fix}$	[%]	-	-	1,8



**Tabelle 9.6** Wasserkraftpotenziale in Surinam und die Entfernung bis zum Paranam-Smelter /62, 63/

Standort		L [km]	Potenzial [MW]			L [km]	Potenzial [MW]
I	Kabalebo	300	300	VII	Pheda/ Suriname	200	<100
II	Kabalebo	300	500	VII I	Jai Creek	200	<100
III	Saramacca	200	<100	IX	Dritabiki/ Tapanahony	250	319
IV	Kleine Saramacca	200	<100	X	Apetina/ Tapanahony	300	(319)
V	Saramacca	150	<100	XI	Palumeu	300	<100
VI	Saramacca	100	<100	XII	Stondansi/ Nickerie	50	<100

Tabelle 9.7 Verteilung des Primäraluminiumaufkommens der deutschen Bezugsländer in 2040

	1	Schritt 2			Schritt 3			Schritt 4			Bezug			
		WKW	KKW	Gas	StK	WKW	KKW	Gas	StK	WKW		KKW	Gas	StK
De	384	-	-	-	44	-	-	-	-	-	-	-	-	428
No	240	263	-	-	-	244	-	-	-	-	-	-	-	392
Ru	154	321	-	-	-	885	220	-	-	2.594	-	-	-	602
Ka	71	360	-	-	-	244	-	-	-	-	-	-	-	215
Is	-	44	-	-	-	480	-	-	-	476	-	-	-	671
Au	144	-	-	-	-	475	-	-	500	-	-	-	207	59
Br	31	-	165	-	-	335	-	-	-	-	-	-	-	-
Ve	-	-	250	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Ar	-	-	224	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Ch	-	-	-	-	-	440	-	-	-	-	-	-	-	-
Ko	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L.-Am.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.500	-	-	266	1.044
Du	-	-	-	250	-	-	-	400	-	-	-	-	-	-
Ba	-	-	-	-	-	-	-	250	-	-	-	-	-	-
Om	-	-	-	-	-	-	-	480	-	-	-	-	-	-
M.-Ost.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	800	-	436
Gh	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SA	3	-	-	-	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-
Mo	-	-	-	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Afrika	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.500	1.000	-	-	838
Gesamt	-	1.877	-	250	519	3.378	470	1.130	500	8.070	1.000	800	474	-
für De	1.251	327	-	50	68	710	60	226	25	1.545	200	160	64	4.686

### 9.3 Detaillierte Randbedingungen des Szenario '2040'

Im Folgenden werden die detaillierten Randbedingungen der in Kapitel 7.3.3 vorgestellten Vorgehensweise zur Berechnung des Szenario 'Aluminiumeinsatz im Verkehrssektor in Deutschland von 1997 bis 2040' dargelegt. Es handelt sich um die Erläuterung der Kriterien, die zur Auswahl der Primäraluminiumerzeugenden Länder auf der Basis von Steinkohle, Wasserkraft, Kernenergie und Erdgas führt.

#### Steinkohle:

Bei einer unterstellten Betriebszeit von etwa 40 Jahren für die Aluminiumhütte müssen potenzielle Steinkohlelieferländer eine statische Reichweite übertägiger Reserven von mindestens 80 Jahren aufweisen. Dieser weitreichende Zeithorizont bedeutet für die große Mehrzahl der heute nachgewiesenen, im Abbau befindlichen und wirtschaftlich gewinnbaren Steinkohlevorkommen ein Ausschlusskriterium.

Zusätzlich ist in zahlreichen Ländern die Steinkohlereserve zur Deckung des heimischen (elektrischen) Energiebedarfs unverzichtbar, bzw. wird gerade hierfür aktuell verstärkt herangezogen (Brasilien<sup>1</sup>, Indien oder China). In einigen Steinkohleförderländern liegen zusätzlich ungünstige Transportbedingungen zur Küste vor, was neben den Gewinnungskosten einen beachtlichen Kostenblock bildet. Hieraus ergeben sich folgende Kriterien für die potenziellen Standorte der Steinkohleverstromung für die Aluminiumerzeugung in 2040:

- Nur Länder mit langfristig (> 100 Jahren) gesicherten übertägigen Vorkommen kommen in Betracht.
- Ausgeschlossen werden Länder, in denen die Steinkohle massiv für die eigene Stromerzeugung benötigt wird, da hier zukünftig ein starker Ausbau zu erwarten ist und somit nicht für den Export in Form von Aluminium zur Verfügung steht (z.B. Indien, VR China, USA und Brasilien).
- Ungünstige Binnentransportbedingungen zur Küste bilden ein weiteres Ausschlusskriterium (z.B. Kanada, China, Indien, Russland), bzw. verursachen bereits heute hohe Gewinnungskosten.

Hieraus ergibt sich, dass ausschließlich Australien und Kolumbien als primäraluminiumerzeugende Exportländer auf Basis von Steinkohle in 2040 in Frage kommen (detaillierte Daten s. Tabelle 9.8).

---

<sup>1</sup> Brasilien weist zwar eine statische Reichweite von 2.276 Jahren auf, allerdings bei einer Produktion von derzeit nur 4,2 Mio. t/a, welche zukünftig vermutlich stark ausgebaut wird.

Tabelle 9.8 Übersicht der bedeutendsten Kohleförderländer 1998 /5, 2, 94/

Einheit	Ressourcen [Mt]	Reserven [Mt]	Produktion [Mt]	Tagebau [%]	Tiefbau [%]	Exportmenge [Mt]	Kraftwerkskohlen [%]	Kokskohlen [%]	Reichweite (statistisch) [Jahre]	Gewinnungskosten [US\$/t]
Australien	181.080	44.280	210,0	71	29	167,0	50,2	49,8	211	11-29
Brasilien	21.815	9.560	4,2						2.276	
China	487.440	69.048	1.195,0	5	95	32,3	84,8	15,2	58	15
Indien	112.763	51.640	298,0						173	
Indonesien	7.514	1.404	59,7	100		46,9	90,2	9,8	24	14-25
Kanada	52.821	5.506	38,3			34,0	17,0		144	12-25
Kasachstan	27.217	6.209	67,0						93	
Kolumbien	21.712	6.344	33,8	100	0	29,6	98,3	1,7	188	24-31
Polen	106.241	9.936	116,9	0	100	28,1	76,5	23,5	85	34
Russland	2.962.640	16.000	148,6	60	40	22,7	85,6	14,4	108	8,4
Südafrika	37.855	33.605	223,0	46	54	67,0	89,7	10,3	151	14-22
Ukraine	61.248	6.534	73,7						89	
USA	809.973	183.452	1.014,0	62	38	70,5	24,2	75,8	181	16-31
Venezuela	4.006	383	6,9	100	0	6,6	71,4	28,6	56	21-28

Der Zubau an Steinkohlekraftwerken für die Primäraluminiumherstellung richtet sich nach den derzeitigen bekannten vorhandenen wirtschaftlich gewinnbaren Reserven. In einer ersten konservativen Abschätzung wird angenommen, dass für den Zubau der Steinkohleverstromung zur Primäraluminiumherstellung 1% der derzeitigen übermäßigen Förderung 2040 zur Verfügung steht.

Der durchschnittliche Wirkungsgrad der 2040 in Betrieb befindlichen Steinkohlekraftwerke wird in (derzeitigen) Industrieländern mit 51%<sup>1</sup>, sonst mit 49%<sup>2</sup> angenommen<sup>3</sup>. Heutige Kraftwerke sind in 2040 nicht mehr in Betrieb. Hieraus folgt bei einem spezifischen Strombedarf von 12,5 MWh/t ein Steinkohleverbrauch von rund 3,2 t/t<sub>Al</sub>.

#### Wasserkraft:

Um die zahlreichen Länder mit Wasserkraftpotenzialen zu selektieren, werden mittels verschiedener Ausschlusskriterien die potenziell in Frage kommenden Länder identifiziert:

- Es werden jene Länder ausgeschlossen, deren ökonomisches Potenzial bereits zu mehr als 60% ausgeschöpft ist<sup>4</sup>.
- Das noch verfügbare ökonomische Potenzial muss mindestens 10.000 GWh<sub>el</sub> betragen. Dies folgt aus dem Strombedarf eines großen Smelters mit 400.000 t<sub>Al</sub> jato, einem spez. Strombedarf von 12,5 MWh/t und einer maximal 50%igen Verfügbarkeit des ökonomischen Potenzials für die Aluminiumherstellung.
- Die wirtschaftlich ausbaufähige Stromerzeugungskapazität wird nur in dem Maße berücksichtigt, wie die ausbaufähige Stromerzeugungskapazität dem zukünftigen inländischen Bedarf übersteigt.
- Schließlich werden solche Staaten ausgeschlossen, in denen entweder die politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen, umweltrelevante oder soziale und gesellschaftliche Gesichtspunkte einen weiteren Ausbau der Wasserkraftnutzung erschweren oder unmöglich machen; ferner Länder mit schwerwiegenden und mit großer Sicherheit dauerhaft anhaltender politisch-wirtschaftlicher Instabilität, welche Investitionsentschei-

---

<sup>1</sup> Australien

<sup>2</sup> Kolumbien

<sup>3</sup> Laut /5/ wird ab 2010 für Kraftwerke mit Druckkohlenstaubfeuerungen und Dampfstandarten von 275 bar/700°C/720°C mit Wirkungsgraden größer 50% und für 2015 für Druckwirbelschichtfeuerungen mit Wirkungsgraden um 55% gerechnet. Mit der Anwendung komplexerer (=teurerer) Kohleverstromungstechnologien wie Kombikraftwerk mit integrierter Vergasung oder Kombikraftwerk mit Druckkohlenstaubfeuerung mit erwarteten Wirkungsgraden von 55% bzw. 60% ist in Ländern mit kostengünstigen Kohlevorkommen kaum zu rechnen.

<sup>4</sup> Bei dem restlichen Potenzial ist davon auszugehen, dass es sich um kleinere und mittlere Anlagen handelt, welche für eine kostengünstige Stromerzeugung nicht in Frage kommen oder sonstige Hindernisse (hier sind insbesondere soziale Aspekte wie Umsiedlung und Umweltgesichtspunkte zu nennen) im Weg stehen.

dungen sehr unwahrscheinlich erscheinen lassen.

Eine detaillierte Übersicht über die hier betrachteten Länder befindet sich in Tabelle 9.9.

**Tabelle 9.9** Übersicht der Staaten mit Stromerzeugung aus Wasserkraft und deren wirtschaftliches, technisches und theoretisches Potenzial /6, 33, 74/

Land	Stromproduktion 1997 [GWh <sub>el</sub> ]	ökonomisches Potenzial [GWh <sub>el</sub> ]	technisches Potenzial [GWh <sub>el</sub> ]	theoretisches Potenzial [GWh <sub>el</sub> ]
Gabun	700	32.500	80.000	80.000
Guinea	230	14.500	19.400	26.900
Kamerun	3.100	-	160.000	294.000
Kongo	400	-	80.000	-
Madagaskar	500	49.000	180.000	321.000
Mozambique	1.000	-	72.000	-
Zaire	5.800	419.210	774.000	1.397.000
China	187.833	1.260.000	1.923.300	5.922.200
Georgien	7.000	32.000	68.000	139.000
Indien	70.000	450.000	736.225	2.637.800
Indonesien	12.400	-	401.640	2.147.000
Malaysia	3.500	60.000	72.000	230.000
Russland	157.500	852.000	1.670.000	2.896.000
Vietnam	11.600	-	90.000	300.000
P.-Neuguinea	500	36.800	122.640	175.000
Island	4.667	40.000	64.000	187.000
Norwegen	110.833	200.000	-	550.000
Costa Rica	4.800	35.000	41.200	223.000
Guatemala	2.100	40.000	-	-
Honduras	2.300	24.000	-	-
Kanada	352.333	593.000	631.710	976.780
Mexiko	26.833	160.000	-	-
Argentinien	28.000	76.000	171.720	535.000
Brasilien	280.000	721.000	1.116.600	3.020.400
Chile	17.300	130.000	162.230	227.245
Kolumbien	31.500	140.000	-	1.000.000
Peru	12.833	-	395.120	1.811.500
Venezuela	57.167	120.000	260.720	345.000

Nach Ausschluss aller Länder, welche die vorgenannten Kriterien nicht erfüllen, verbleibt eine Ländergruppe von 26 Staaten von den ursprünglich betrachteten 96. Diese sind nach Kontinenten sortiert in Tabelle 9.10 dargestellt:

**Tabelle 9.10** Potenziell geeignete Länder für den Ausbau an Wasserkraftanlagen, für den Ausbau der Primäraluminiumerzeugung nach 2010, geordnet nach Kontinenten

Kontinent	Länder (derzeitige Aluminiumproduzenten <b>fett</b> )
Afrika	Gabun, Guinea, <b>Kamerun</b> , Kongo, Madagaskar, <b>Mozambique</b> , Zaire, <b>Nigeria</b>
Asien	Georgien, Indonesien, Malaysia, <b>Russland</b> , Vietnam
Südamerika	<b>Argentinien</b> , <b>Brasilien</b> , Chile, Kolumbien, Peru, <b>Venezuela</b>
Nord- und Mittelamerika	Costa Rica, Guatemala, Honduras, <b>Kanada</b> , <b>Mexiko</b>
Europa	<b>Island</b> , <b>Norwegen</b>
Australien & Ozeanien	Papua-Neuguinea

In allen in Tabelle 9.10 genannten Ländern liegen Betriebserfahrungen mit Wasserkraftanlagen vor, in einigen beruht die Stromerzeugung nahezu ausschließlich auf Wasserkraft<sup>1</sup>. Dabei zeigt sich eine starke Konzentration potenzieller Standortländer in den tropischen und subtropischen Breiten Afrikas, Asiens und Lateinamerikas mit noch umfangreichen unerschlossenen Wasserkraftpotenzialen, während in Europa die vorhandenen wirtschaftlich erschließbaren Wasserkraftpotenziale bereits weitgehend ausgebaut sind.

Eine detaillierte Analyse der potenziellen Standorte, insbesondere hinsichtlich der geografischen Lage der Wasserkraftpotenziale innerhalb des Landes, wäre hier erforderlich, ist aber auf Grund der ungenügenden Datenlage nicht möglich. Zunächst wird nur in den derzeit aluminiumproduzierenden Ländern der Ausbau der Primäraluminiumkapazität angenommen (in Tabelle 9.10 **fett** dargestellt).

#### Kernenergie:

Der PBMR (Pebble Bed Modular Reactor) steht als wirtschaftliches Stromerzeugungsverfahren bis 2040 zur Verfügung. Auf Grund der diversifizierten weltweiten Angebotsstruktur für Kernbrennstoffe und deren zu vernachlässigendem Transportkostenanteil an den gesamten Stromerzeugungskosten wird allgemein die Kernkraftnutzung als quasi-heimische Primärenergienutzung angesehen. Dies würde die Anzahl der in Frage kommenden Länder, auch unter Berücksichtigung

<sup>1</sup> Norwegen 99%, Kongo 98%, Zaire 98%, Kamerun 97%, Mozambique 87%, Island 85% /10/

der Randbedingung 4 (Ausschluss aller land-locked-countries) und der erforderlichen technologischen Kompetenz, erheblich ausdehnen. Aus diesem Grund wird der Ausbau der Kernenergie standortunabhängig betrachtet<sup>1</sup>. Die Marktdurchdringung des PBMR wird auf optimistische 50% geschätzt, der Rest wird durch weiterentwickelte<sup>2</sup> Leichtwasserreaktoren (LWR) abgedeckt. Der Wirkungsgrad des PBMR bzw. der eingesetzten LWR wird in 2040 bei 50%<sup>3</sup> /46/, bzw. 37% erwartet. Bis 2040 wird sich gegenüber dem Diffusions-Verfahren, das mit rund 40 kWh<sub>el</sub>/kg UTA /76/ um den Faktor 50 günstigere Zentrifugen-Verfahren zur Brennelementanreicherung weltweit durchgesetzt haben. Mit weiteren Verbesserungen ist zu rechnen, so dass ein Strombedarf von 35 kWh<sub>el</sub>/kg UTA angenommen wird.

#### Erdgas:

Erdgas wird nur noch im Mittleren Osten zur Primäraluminiumerzeugung eingesetzt, da hier noch sehr große Reserven vorhanden sind, die kaum auf anderen Absatzmärkten genutzt werden können (vor allem Iran und Katar /6/). Die Stromerzeugung erfolgt mittels GuD-Anlagen mit einem mittleren Wirkungsgrad von 65%.

Ganz allgemein gilt hier wiederum, dass

- auf Grund der Nachfragekonkurrenz in den Abnahmemärkten, die heutigen Lieferländer mit wirtschaftlich ausbaufähigen Stromerzeugungskapazitäten, ihren Export nur im Rahmen des heutigen Aluminium-Exportanteils nach Deutschland steigern und
- zukünftige Lieferländer mit wirtschaftlich ausbaufähigen Stromerzeugungskapazitäten den Export nach Deutschland in Abhängigkeit von ihren Transportentfernungen tätigen, da für diese Länder näherliegende Abnahmemärkte interessanter sein dürften<sup>4</sup>. Außerdem werden nur jene
- energetischen Potenziale genutzt, die nicht durch die Schritte 2 und 3 in Anspruch genommen werden.

<sup>1</sup> Am ehesten kommen die Länder in Frage, die frühzeitig diese Technologie einführen und bis 2040 zur wirtschaftlichen Reife voranbringen ('first mover advantage', hier insbesondere Südafrika).

<sup>2</sup> Derzeitige Entwicklungen lassen sowohl verbesserte Sicherheitstechniken gegen katastrophale Unfälle als auch leicht verbesserte Wirkungsgrade erwarten.

<sup>3</sup> als reiner Gasturbinenprozess, bei Turbineneintrittstemperaturen von 1000°C

<sup>4</sup> Die transporträumliche Lage zu den potenziellen Absatzmärkten ist auf Grund des geringen Transportkostenanteils im Verhältnis zum erzielbaren Marktpreis des Endproduktes Aluminium eher gering und spielt nur bei großen Transportdistanzen eine nennenswerte Rolle, z.B.: Marktpreis 1.400 US\$/t<sub>Al</sub>, Seetransportkosten betragen ~ 0,5 US\$/1.000tkm. Hieraus ergeben sich bei einem Seetransport über eine Distanz von 10.000 km Gesamttransportkosten von 10 US\$/t (die Hälfte hiervon Umschlagskosten) was lediglich 0,7% der Erlöse ausmacht.



---

## 10 Literatur

- 1 Alkan Z, Dienhart M, Lay W (2001) Untersuchung der Stromerzeugung in Surinam bei einem Ausbau der Primäraluminiumerzeugung. Interner Bericht IB 01-2. Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH-Aachen
- 2 Aluminum Association Inc. (2002) The Aluminum Situation - Economics and Statistics. [www.aluminum.org](http://www.aluminum.org), Stand Januar 2002
- 3 Berg vom, W (2000) Ziele und Ergebnisse des VGB-Forschungsprogramms ER-KOM zur Verwertung von Nebenprodukten, D9, Vorträge zur Konferenz: Forschung für die Kraftwerkstechnik 2000, TB 234, VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V., Oktober 2000, Düsseldorf
- 4 BMWi (2000) Energie Daten 2000 - Nationale und internationale Entwicklung, Berlin
- 5 BMWi (1999) Kohlekraftwerke der Zukunft: Sauber und wirtschaftlich, Berlin
- 6 BP (2001) Statistical Review of World Energy. [www.bp.com](http://www.bp.com)
- 7 Briem S (2002) Entwicklung eines Energiemodells für Analysen von Energiebereitstellungsstrukturen, Dissertation an der RWTH Aachen, in Vorbereitung
- 8 Briem S, Alkan Z, Quinkertz R, Dienhart M, Kugeler K (2000) Development of energy demand and energy-related CO<sub>2</sub> emissions in melt electrolysis for primary aluminium production, Aluminium, 76. Jahrgang, 06/2000
- 9 Briem S, Alkan Z, Quinkertz R, Dienhart M, Kugeler K (1999) Heutige und zukünftige Techniken der Stromversorgung - Vergleichende Betrachtung von Inselbetrieb und landesspezifischen Verbundnetzen, Vortrag im Rahmen des SFB-Workshops 'Das Prozesskettenmodell als Analyseinstrument' am 27.05.1999 in Rolduc, Niederlande
- 10 CIA World Factbook (1999) [www.odci.gov/cia/publications/factbook/index.html](http://www.odci.gov/cia/publications/factbook/index.html) Stand Dezember 1999
- 11 Clerici A, Longhi A (1998) Competitive Electricity Transmission Systems as an Alternative to Pipeline Gas Transport for Electricity Delivery. ABB S.p.A., 17th World Energy Congress, Houston Texas, September 1998
- 12 Deutscher Bundestag (2002) Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung. Bundestags-Drucksache BT 14/940
- 13 Dienhart M, Briem S, Alkan Z, Quinkertz R (2001) Dokumentation der Prozesskettenmodule der fossilen und nuklearen Brennstoffbereitstellung. Interner Bericht in Vorbereitung IB 01-02. Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH-Aachen
- 14 Dienhart M, Briem S, Alkan Z, Quinkertz R (1999) Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe - Methodik und Ergebnisse. Interner Bericht IB 99-11. Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH-Aachen
- 15 Dienhart M, Alkan Z, v. Fürstenberg R (2000) Treibhausgasemissionen der Wasserkraftnutzung. Interner Bericht IB 00-2, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit u. -technik, RWTH-Aachen
- 16 Diercke Weltatlas (1974) Georg Westermann Verlag, Braunschweig Seiten 176-177

- 17 Directory (1995) Primary Aluminium Smelters and Producers of the World, Aluminium-Verlag GmbH Düsseldorf, 1995
- 18 ELETRONORTE (2000) Future Generation and Transmission Additions <http://www.eln.gov.br> Stand Februar 2000
- 19 Energiebedrijven Suriname (2000) <http://www.cq-link.net/ebs> Stand März 2000
- 20 Energy Information Administration (2000) Country Energy Data Report, [http://www.eia.doe.gov/emeu/world/country/cntry\\_SU.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/world/country/cntry_SU.html) Stand Juli 2000
- 21 European Aluminium Association (2000) Ecological Profile Report for the European Aluminium Industry. European Aluminium Association, Brüssel
- 22 Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE (1997) Die Bereitstellung von elektrischer Energie in Deutschland 1993, München
- 23 Frischknecht R, et al. (1996) Ökoinventare von Energiesystemen. Bundesamt für Energiewirtschaft, Zürich
- 24 Galy-Lacaux C, Delmas R, Kouadio G, Richard S, Gosse P (1999) Long-Term Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectric Reservoirs in Tropical Forest Regions. GLOBAL BIOGEOCHEMICAL CYCLES, Vol. 13, No. 2, S 503-517
- 25 Gruß H, Schiffer H-W, Gallisch J (2000) Weltmarkt für Steinkohle. Rheinbraun AG
- 26 Hillside Aluminium (2000) <http://www.hillside.co.za/>, Stand Dezember 2000
- 27 IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH) Knörr W, Höpfner U, Nagel H-J, Patyk A (1999) Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen aus dem motorisierten Verkehr in Deutschland 1980 bis 2020 sowie TREMOD (Transport Emission Estimation Model). Im Auftrag des UBA Berlin
- 28 International Energy Agency (1997) Coal Information 1996. OECD, Paris
- 29 International Energy Agency (1997) CO<sub>2</sub> Emissions from fuel combustion. A new basis for comparing Emissions of a Major Greenhouse Gas. 1972-1995. OECD, Paris
- 30 International Energy Agency (1999) CO<sub>2</sub> Emissions from fuel combustion. 1971-1997. OECD, Paris
- 31 International Energy Agency (1997) Electricity Information 1996. OECD, Paris
- 32 International Energy Agency (1999) Electricity Information 1998. OECD, Paris
- 33 International Energy Agency (1999) Energy Balances of Non-OECD Countries 1996-1997. OECD, Paris
- 34 International Energy Agency (1999) International Energy Annual 1999 - Electricity. OECD, Paris
- 35 International Energy Agency (1997) Energy Balances of OECD Countries 1994-1995. OECD, Paris
- 36 International Energy Agency (1999) Energy Balances of OECD Countries 1996-1997. OECD, Paris
- 37 International Energy Agency (1999) Energy Statistics of OECD Countries 1996-1997. OECD, Paris
- 38 International Energy Agency (1997) Natural Gas Information 1996. OECD, Paris
- 39 International Energy Agency (1997) Oil Information 1996. OECD, Paris
- 40 International Primary Aluminum Institute IPAI (1999) Statistical Report: Power Used in Primary Aluminum Production, IPAI FORM ES.002, London
- 41 International Primary Aluminum Institute IPAI (2000) Life Cycle Inventory of the Worldwide Aluminium Industry with Regard to Energy Consumption and Emissions of Greenhouse Gases, London
- 42 Intergovernmental Panel on Climate Change (1996) Climate Change 1995. The Science of Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, UK
- 43 ISAL (Informationssystem Aluminium) des SFB 525
- 44 Kallmeyer D, Pflugbeil M, Wick W (1998) Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48. Jahrgang, Heft 8
- 45 Kugeler K, Alkan Z, Briem S, Dienhart M, Quinkertz R (1999) Arbeits- und Ergebnisbericht des Teilprojektes 7. In: SFB 525 Ressourcenorientierte Gesamtbetrach-

- tung von Stoffströmen metallischer Rohstoffe - Entwicklung von Methoden und ihre Anwendung - Arbeits- und Ergebnisbericht 1997/1998/1999. RWTH-Aachen
- 46 Kugeler K, Kugeler M, Alkan Z, Briem S (1998) Erzeugung von elektrischer Energie in Kernkraftwerken mit hohem Wirkungsgrad. Berichte des Forschungszentrums Jülich. Jül-3598. Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich
  - 47 Kugeler K, Phlippen P-W (1993) Energietechnik. Technische, ökonomische und ökologische Grundlagen. 2. Auflage. Springer, Berlin
  - 48 Les Edwards, Kvande H (2001) Inert Anode and Other Technology Changes in the Aluminum Industry - The Benefits, Challenges and the Impact on Present Technology. JOM, May 2001, Warrendale, USA
  - 49 Marheineke T, Krewitt W, Neubarth J, Friedrich R, Voß A (2000) Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgstechniken. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, ISSN 0938-1228
  - 50 Menard M, Dones R, Gantner U (1998) Strommix in Ökobilanzen - Auswirkungen der Strommodellwahl für Produkt- und Betriebsökobilanzen. Project GaBE: Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen. Im Auftrag von VSE/INFEL (Verband Schweizer Elektrizitätswerke/Informationsstelle für Elektrizitätsanwendung), Paul Scherrer Institut PSI Bericht 98-17, Villingen, Schweiz
  - 51 Metallgesellschaft AG (1967) Metallstatistik 54. Frankfurt am Main
  - 52 Metallgesellschaft AG (1978) Metallstatistik 65. Frankfurt am Main
  - 53 Metallgesellschaft AG (1989) Metallstatistik 76. Frankfurt am Main
  - 54 Metallgesellschaft AG (2000) Metallstatistik 87. Frankfurt am Main
  - 55 Mitsui & Co. Ltd (1998) [www.mitsui.co.jp/alm/statistics/new.htm](http://www.mitsui.co.jp/alm/statistics/new.htm), Stand November 1998
  - 56 Müller M, Dienhart M, Alkan Z (2001) Externe Kosten der Stromerzeugung. Interner Bericht IB 01-3, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH-Aachen
  - 57 N. N. (2000) Professional Datenbank GaBi 3v2. PE Product Engineering GmbH, Dettingen/Teck
  - 58 N. N. (2000) Trinidad & Tobago, Ministry of Energy and Energy Industries: <http://www.energy.gov.tt/investor/> Stand Oktober 2000
  - 59 N. N. (1998) Umweltmanagement. Produkt-Ökobilanz. Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens sowie Sachbilanz. DIN EN ISO 14041. Beuth Verlag, Berlin
  - 60 N. N. (2000) Umweltmanagement. Produkt-Ökobilanz. Wirkungsabschätzung. DIN EN ISO 14042. Beuth Verlag, Berlin
  - 61 N. N. (1997) Energy and Environmental Profile of the U.S. Aluminum Industry. prepared by ENERGETICS Inc. Columbia Maryland for the U.S. Department of Energy
  - 62 N. N. (1982) University of Suriname, Delft University of Technology: Future of Roads and Rivers in Suriname and neighbouring Region, Proceedings FURORIS Congress
  - 63 Nurmohamed R J (1998) Een Methode voor systematisch Onderzoek naar het Micro-en Mini Waterkrachtpotentieel in heet Binnenland van Suriname, Studienprojekt, Faculteit der technologische Wetenschappen, Universiteit van Suriname, Paramaribo
  - 64 Öko-Institut e. V. (2001) Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. Informationen aus dem Internet: <http://www.oeko.de/service/gemis/deutsch/index.htm>, Stand März 2001
  - 65 Paramaribo (2000) <http://parbo.com/information/surdata.html> Stand April 2000
  - 66 Pawlek R (1998) Primary Aluminium Smelters and Producers of the World. Aluminium Verlag, Düsseldorf
  - 67 Quinkertz R (2002) Untersuchungen zur Optimierung der Energienutzung bei der Aluminiumherstellung unter Berücksichtigung verschiedener Bewertungsmethoden. Dissertation an der RWTH Aachen, in Vorbereitung

- 68 Rombach G (2000), mündliche Mitteilung, Oktober 2000
- 69 Rombach G, Zapp P, Kuckshinrich W, Friedrich B (2001) Technical Progress in the Aluminium Industry - A Scenario Approach. TMS 2001 Annual Meeting, 11.-15.02.2001, New Orleans, USA
- 70 RWE net AG (2001) [www.http://www.rwe.com/de/produkte/strom/geschaeftskunden/netznutzungspreise/netznutzungspreise.jsp](http://www.rwe.com/de/produkte/strom/geschaeftskunden/netznutzungspreise/netznutzungspreise.jsp) Stand Dezember 2001
- 71 Schleer M, Briem S, Quinkertz R, Alkan Z, Schlimmbach J (1998) Energetische und stoffliche Analyse von Elektrolysesystemen zur Verhüttung von Tonerde. Interner Bericht IB 98-4. Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, Institut für Metallhüttenwesen und Elektrometallurgie, RWTH-Aachen
- 72 Schlimbach J, Rombach G, Friedrich B, Krüger J (2001) Resource Conservation by Improvements of Primary Aluminium Production. TMS 2001 Annual Meeting, 11.-15.02.200. New Orleans, USA
- 73 Strauß K (1997) Kraftwerkstechnik, 3. Auflage, Springer-Verlag, Berlin
- 74 The International Journal on Hydropower&Dams (1997) World Atlas and Industry Guide, Aqua-Media Internatoinal, Sutton, Surrey, UK
- 75 United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD) (2000) Recent and planned changes in production capacity for bauxite, alumina and aluminium, Note by the the UNCTAD secretariat
- 76 Urenco (1999) Urananreicherungsanlage Gronau, Umwelterklärung 1999, Urenco Deutschland GmbH
- 77 Verein Deutscher Ingenieure (1998) Kumulierter Energieaufwand. Beispiele. VDI-Richtlinie 4600. Entwurf Juni 1998. Beuth Verlag GmbH, Berlin
- 78 Verein Deutscher Ingenieure (1997) Kumulierter Energieaufwand. Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden. VDI-Richtlinie 4600. Beuth Verlag GmbH, Berlin
- 79 Wagner W (2001) Aluminum 2000. Natural Resource Canada (NRCan), <http://www.nrcan.gc.ca:80/~wwagner/> Stand September 2001
- 80 World Bureau of Metal Statistics (2000) World Metal Statistics. ISSN 0266-7355
- 81 World Commission on Dams (2000) Dams and Development: A new Framework for Decision-Making, The Report of the World Commission on Dams, [www.dams.org](http://www.dams.org)
- 82 Zapp P, Rombach G, Kuckshinrichs W (2002) The future of automotive aluminium. in: Light Metals 2002, ed. by Schneider W, TMS, Warrendale, USA

## **Lebenslauf**

### **Persönliche Daten**

Name: Matthias Dienhart  
Geburtsdatum: 20. April 1970  
Geburtsort: Lüdenscheid

### **Schulbildung**

1976 - 1980 Grundschule Meinerzhagen  
1980 - 1986 Städtische Realschule Meinerzhagen  
1991 - 1992 Gewerbliche Schulen des Märkischen Kreises (Fachhochschulreife)

### **Wehrdienst**

1990 - 1991 Stabskompanie Neumünster

### **Studium**

1992 - 1998 Studium des Maschinenbaus an der Universität-Gesamthochschule Siegen, Vertiefungsrichtung Energietechnik

### **Berufstätigkeit**

1986 - 1989 Ausbildung zum Machinenschlosser, Battenfeld Maschinenfabriken GmbH, Meinerzhagen  
1989 - 1990 Tätigkeit als Bohrwerkdreher, Battenfeld Maschinenfabriken GmbH, Meinerzhagen  
1998 - 2001 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik an der RWTH-Aachen  
seit 2002 Referent beim Verband kommunaler Unternehmen (VKU) e.V. in Köln, bzw. Berlin

